

Den svenska elmarknaden

12 augusti 2024

Pär Holmberg

Innehållsförteckning

Förord	3
1 Inledning	4
2 Uppbyggnaden av det svenska elsystemet.....	5
2.1 Utbyggnaden av elproduktionen fram till 1970	5
2.2 Utbyggnaden av kärnkraften.....	6
2.3 Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion.....	10
2.4 EU:s system för handel med utsläppsrätter	12
2.5 Utbyggnaden av kraftnätet.....	13
2.6 Elområden.....	15
3 Den europeiska elbörsen.....	19
3.1 Dagen-före-marknaden.....	19
3.2 Intra-dag marknaden.....	23
3.3 Slutkundsmarknaden	23
3.4 De finansiella marknaderna	24
4 Svenska kraftnäts systemtjänster och tariffer	25
4.1 Resursbrist	25
4.2 Balansmarknaderna	26
4.3 Lokala flaskhalsar i kraftnätet.....	33
4.3.1 Inhemska flaskhalsar	33
4.3.2 Strypt elhandel mellan elområden och mothandel	34
4.3.3 Lokala flaskhalsar och omdirigering.....	36
4.3.4 Avhjälpande åtgärder	36
4.3.5 Tariffer i transmissionsnätet	36
5 Omställning mot en hållbar elmarknad	39
6 Sammanfattning	43
Referenser	45

Förord

Denna underlagsrapport har skrivits på uppdrag av utredningen Finansiering och riskdelning vid investeringar i nya kärnkraftsreaktorer.

Författaren, Pär Holmberg (ifn.se/parh), är docent i nationalekonomi och teknologie doktor i elkraftteknik. Han är verksam vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN).

Författaren är tacksam för den information och de kommentarer som bl.a. utredningen och följande experter har bidragit med: Bradley Albright, Anja Alemdar, Robert Eriksson, Kristian Gustafsson, Göran Hult, Lars Joelsson, Anna Jäderström, Thomas Kåberger, Ted Lind, Jesper Marklund, Mikael Nordlander, Lars Nordström, Bo Normark, Tania Pinzon, Martin Ranlöf, Lina Reichenberg, Anton Steen, Lennart Söder, Thomas Tangerås och Martin Vallstrand. Leo Buzaglo Olofgård och Gabriel Nilsen tackas för språkgranskning.

Underlagsrapporten bygger vidare på tidigare policy rapporter som har författats tillsammans med Thomas Tangerås.

Den analys och de bedömningar som förmedlas i rapporten, är författarens egna. De återspeglar inte nödvändigtvis IFN:s, uppdragsgivarens eller experternas syn.

Stockholm den 12 augusti 2024
Pär Holmberg

1 Inledning

Syftet med denna rapport är att beskriva Sveriges elförsörjning, hur den har byggts upp och hur elmarknaden är organiserad samt den kommande energiomställningen. Sveriges elkraftsystem är huvudsakligen välfungerande, men det finns problem som diskuteras i rapporten.

I ett teknikneutralt kraftsystem får varje produktionsanläggning själv bekosta eventuella störningar som verket orsakar och får intäkter som svarar mot den energi och de tjänster som de levererar till systemet. Sveriges elmarknad är huvudsakligen teknikneutral, men rapporten gör ett försök att identifiera ett par avvikelser från teknikneutralitet.

Rapporten inleder med att beskriva uppbyggnaden av det svenska kraftsystemet i kapitel 2, och några av de styrinstrument som har bidragit till utbyggnaden av Sveriges elproduktion. Därefter beskrivs elbörsens olika delar i kapitel 3. Kapitel 4 handlar om Svenska kraftnäts systemansvar samt de åtgärder och upphandlingar som förknippas med detta ansvar. Kapitel 5 beskriver energiomställningen. Rapporten avslutas med en sammanfattande diskussion i kapitel 6.

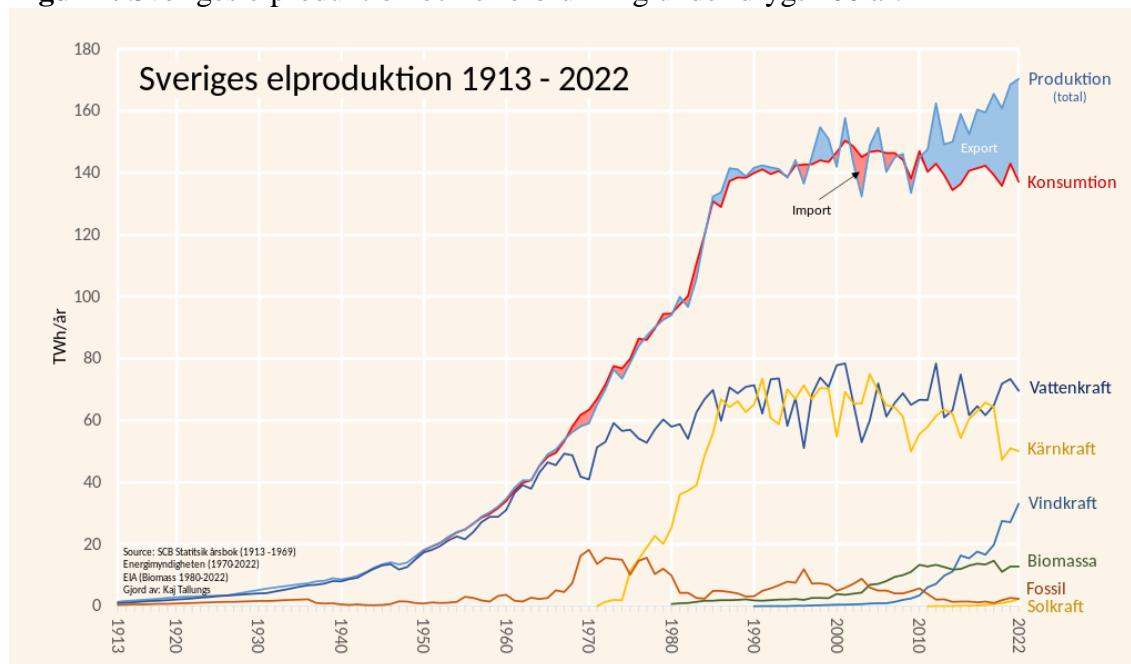
2 Uppbyggnaden av det svenska elsystemet

2.1 Utbyggnaden av elproduktionen fram till 1970

År 1884 byggdes det första svenska elektricitetsverket i Göteborg. Det drevs av ångmaskiner och levererade ström till ungefär 1 000 glödlampor. Kring år 1900 fanns det mer än 50 elektricitetsverk runt om i Sverige.

Elektrifieringen accelererades under första världskriget eftersom det uppstod brist på andra energikällor såsom kol, olja och fotogen. Mellan 1900 och 1950 anlades ett stort antal vattenkraftverk, till en början längs sydsvenska älvar och senare i Norrland. Den svenska vattenkraftseran varade till mitten av 1960-talet, då producerades så mycket som 95 procent av landets elbehov med hjälp av vattenkraft, se Figur 1. Striden om Vindelälven blev slutpunkten för utbyggnaden av fler älvar.

Figur 1: Sveriges elproduktion och elförbrukning under drygt 100 år.¹



Ett problem med vattenkraften är att vattentillflödet varierar från år till år. I viss mån hanteras detta med att vatten kan lagras i stora vattenmagasin. Men vattenmagasinen var inte tillräckliga för att överbrygga regnfattiga år. Staten införde elransonering 1941–42 och 1947–48. Vidare hann inte vattenkraftproduktionen med att bygga ut i den takt som elförbrukningen ökade. Elransoneringar var ett återkommande hot under 1950-talet. År 1969–70 blev det en omfattande elransonering (Blomgren, 2021).

Återkommande problem med elbrist bidrog till att fossileldade värmekraftverk byggdes ut. Ångkraftverk använder bränslet till att koka vatten som driver en turbin och generator. I en gasturbin drivs turbinen direkt av de gaser som bildas när bränslet brinner. En sådan generator

¹ Grafen har gjorts av Kaj Tallungs och är fri att delas under [Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/) licensen.

är enkel och går snabbt att bygga. Dessutom går det snabbt att slå på och att stänga av elproduktionen i en gasturbin. Kombikraftverk, som innehåller både en gas- och ångturbin, är mer effektiva. Kraftvärmeverk levererar både el och värme, där värmen kan användas i bostäder eller i industriella processer.

Betydelsen av fossileldade värmekraftverk minskade i samband med att kärnkraftsutbyggnaden tog fart, men många av de gamla verken fanns länge kvar som en sorts reservkraft. Exempelvis används Karlshamnsverket, som färdigställdes runt 1970, fortfarande som reservkraft. Även många kraftvärmeverk finns kvar. De är särskilt viktiga för städernas elförsörjning. Kärnkraft är en speciell sorts värmekraft, där kärnbränsle används till att generera värme. Den värmekraft som inte är kärnkraft kallas ibland för övrig värmekraft.

2.2 Utbyggnaden av kärnkraften

Under slutet av 40-talet startade Sverige ett ambitiöst forskningsprogram inom atomenergiområdet. År 1956 antog riksdagen en atomenergipolitik som fick beteckningen den svenska linjen, vilken syftade till att utveckla en inhemsk uranbaserad energiproduktion (Högselius och Kaijser, 2007). Tanken var till en början att nyttja de svenska tillgångarna av uran, eftersom Sverige hade svårt att importera utländska råvaror under båda världskrigen.

Ågestaverket utanför Stockholm var Sveriges första kärnkraftverk som levererade energi till konsumenter. Halvstatliga AB Atomenergi (numera Studsvik AB) hade huvudansvaret för projektet, ASEA var huvudleverantör och statliga Vattenfall var ansvariga för driften. Ågestaverket kunde efter många förseningar och fördröjningar tas i drift år 1964 (Högselius och Kaijser, 2007). Verket producerade både elektricitet till det allmänna nätet och fjärrvärme till Farsta. Ågestaverkets reaktor hade en låg elektrisk effekt, enbart 10 MW. Det kunde köras på oanrikat uranbränsle i kombination med tungt vatten som moderator. Tungt vatten importerades från Norge, men i övrigt var reaktorn inte beroende av råvaruimport. Delvis laddades verket med svenskt uran. Dessutom fanns det möjlighet att utvinna plutonium ur det använda kärnbränslet, vilket var av intresse för Sveriges dåvarande kärnvapenprogram. Ågestaverket stängdes 1974, p.g.a. dålig lönsamhet. Vidare ökade säkerhetskraven som blev svåra att uppfylla.

En större tungvattenreaktor på drygt 100 MW byggdes i Marviken, utanför Norrköping, under 1960-talet. Återigen hade AB Atomenergi huvudansvaret, ASEA var huvudleverantör och statliga Vattenfall var ansvariga för driften. Även reaktorn i Markviken skulle ha förmågan att ta fram plutonium. Kärnkraftverket blev i princip färdigbyggt, men togs aldrig i bruk. En anledning var att det var en oprövad design med instabila driftegenskaper. Det visade sig att verket inte uppfyllde alla av de säkerhetskrav som den amerikanska myndigheten AEC (Atomic Energy Commission) utarbetade under projektets gång. Marviken byggdes om till ett oljekraftverk, men har även nyttjats till kärnkraftsexperiment under 70- och 80-talet.

I samband med att icke-spridningsavtalet för kärnvapen undertecknades 1970, gick Sverige över till lättvattenreaktorer. De är enklare, men behöver anrikat uran som är svårt att tillverka, och som de flesta kärnkraftsländerna (inkl. Sverige) importerar. Normalt produceras inte klyvbart material till bomber i lättvattenreaktorer. Det är därmed lättare för internationella myndigheter, såsom International Atomic Energy Agency (IAEA), att övervaka sådana reaktorer. Det var en anledning till att USA erbjöd länder hjälp med att bygga

lättvattenreaktorer och att de erbjöd bränsle till dem. Tryckvattenreaktor och kokvattenreaktor är de två vanligaste typerna av lättvattenreaktor.²

Kärnvapenprogrammet, projekten i Ågestaverket och Marviken samt experimentreaktorerna på Kungliga Tekniska Högskolan och i Studsvik innebar att Sverige under en längre tid byggde upp en bred och djup kompetens inom området kärnkraftteknik. Detta gav en bra bas när kärnkraftsutbyggnaden tog fart på allvar i slutet på 60-talet. År 1969 bildades ASEA-Atom som var en sammanslagning av de delar inom ASEA och AB Atomenergi som arbetade med nya kärnkraftreaktorer och bränslen till dessa. Det nya bolaget ägdes till hälften av staten och till hälften av ASEA. ASEA inkl. dotterbolagen STAL-Laval och ASEA-Atom hade mycket av den kompetens som behövdes för att bygga kompletta kärnkraftverk.

Sverige byggde 12 lättvattenreaktorer, två i Barsebäck (B1-B2), fyra i Ringhals (R1-R4), tre i Oskarshamn (O1-O3) och tre i Forsmark (F1-F3). ASEA-Atom byggde nio av dessa.³ De var alla kokvattenreaktorer. Westinghouse byggde tre tryckvattenreaktorer i Ringhals. Reaktorerna ägdes av Sydkraft (numera Uniper), Vattenfall, Forsmarks Kraftgrupp samt Oskarshamnsverkets Kraftgrupp (OKG). Vattenfall och Sydkraft var även de största ägarna i Forsmarks Kraftgrupp respektive OKG. Sydkraft bildades av flera kommuner i södra Sverige. I övrigt var många av de inblandade aktörerna statliga eller delvis statliga. Vidare användes statliga medel från ”Investeringsanslaget kraftstationer m.m.” till att låna ut pengar till kärnkraftsägarna och till att köpa statliga ägarandelar i bolagen. Även AP fonderna och privata banker finansierade utbyggnaden. Det första kärnkraftverket, Oskarshamn 1, finansierades helt med privata medel, men kraven på statligt stöd ökade när den politiska osäkerheten ökade avseende kärnkraft (Wakter och Stenegren, 2024).

De mindre reaktorerna tog 4–7 år att färdigställa. Två stora reaktorerna i Ringhals och tre stora reaktorerna i Forsmark tog längre tid att färdigställa, 8–10 år. En anledning till det är att dessa reaktorerna var större och mer tekniskt avancerade.⁴ Dessutom byggdes de i ett senare skede när ett ökat kärnkraftsmotstånd ledde till fördröjningar och höjda säkerhetskrav. Regeringen Fälldin införde villkorslagen (lag 1977:140) som innebar att kärnkraftverk behövde uppvisa en säker hantering av det utbrända bränslet innan de fick starta. Olyckan i Harrisburg år 1979 ledde till ett beslut om att haverifilter skulle införas på svenska kärnkraftverk. Haverifilter innebär att det blir möjligt att lätta på trycket i en reaktor i samband med en olycka utan att påtagliga mängder radioaktivitet släpps ut. Alla svenska reaktorerna har haverifilter från och med 1988.

² I en kokvattenreaktor kokas kylvattnet i reaktortanken; vattenångan driver en turbin. I en tryckvattenreaktor hålls kylvattnet i reaktorn under högt tryck, vilket förhindrar att den kokar. Via en värmeväxlare överförs värme till ett sekundärt system där ånga bildas som i sin tur driver turbinen. Fördelen är att turbinen skyddas mot strålning.

³ ASEA-Atom levererade även två reaktorerna till Olkiluoto i Finland, vilka är snarlika reaktorerna i Forsmark 1-2.

⁴ Oskarshamn 3 är ett undantag. Det lyckades färdigställas på fem år, trots att reaktorn var stor och tekniskt avancerad, och trots ökat kärnkraftsmotstånd. En anledning till det var att Oskarshamn 3 har samma design som Forsmark 3.

Tabell 1: De 12 lättvattenreaktorer som färdigställdes i Sverige. Likartade designer har markerats med prefixen A-D. Maxeffekten avser den maximala nettoeffekten.

Reaktor	Typ	Maxeffekt (MW)	Effekthöjning (MW)	Leverantör	Byggtid (år)	Drift	Stängd
B1	Kok	600 ^A		ASEA	4	1975	1999
B2	Kok	600 ^A		ASEA	4	1977	2005
R1	Kok	730	150	ASEA	7	1976	2020
R2	Tryck	850	50	Westingh.	5	1975	2019
R3	Tryck	900 ^C	170	Westingh.	9	1981	
R4	Tryck	900 ^C	230	Westingh.	10	1983	
O1	Kok	450	20	ASEA	6	1972	2017
O2	Kok	580 ^A	50	ASEA	6	1975	2015
O3	Kok	1050 ^D	350	ASEA	5	1985	
F1	Kok	1010 ^B		ASEA	9	1980	
F2	Kok	1020 ^B	100	ASEA	8	1981	
F3	Kok	1050 ^D	120	ASEA	10	1985	

Konsekvensen av folkomröstningen 1980 blev att inga nya kärnkraftsreaktorer skulle påbörjas, och att existerande kärnkraft skulle avvecklas till 2010. Riksdagen fastnade för denna tidpunkt eftersom Forsmark 3 och Oskarshamn 3, som skulle tas i bruk 1985, antogs ha en teknisk livslängd på 25 år.

Barsebäck 1 och 2 stängdes år 1999 respektive 2005. Besluten togs av regeringen Persson med samarbetspartier. Efter besluten gavs betydande kompensationer till ägaren Sydkraft. Sydkraft fick exempelvis tillgång till produktionskapacitet i Ringhals som kompensation för nedläggningen (Prop. 1999/2000:63).

Den 17 juni 2010 röstade riksdagen ja till att bygga nya kärnreaktorer, men bara för att ersätta gamla. Dessutom upphörde kravet på att kärnkraften skulle avvecklas. Samtidigt fick reaktorägarna ett ökat skadeståndsansvar vid olyckor. Ansvaret höjdes till 12 miljarder kronor. Sammantaget var detta ändå en god nyhet för Sveriges kärnkraftverk, men andra politiska beslut och omständigheter bidrog till att nedstängningarna fortsatte.

År 2014 utfärdade Strålsäkerhetsmyndigheten ett förläggande om oberoende härdkylning, som skulle verkställas 2021. Kravet innebar att varje reaktor skulle kunna kylas i tre dygn, även om elförsörjningen försvann. Anledningen till att säkerhetskraven höjdes var bl.a. terrordådet den 11 september, Forsmarksincidenten år 2006 (där Forsmark var relativt nära att förlora elförsörjningen) och Fukushimaolyckan 2011. De höjda säkerhetskraven innebar en påtaglig kostnad för de reaktorer som planerade att fortsätta produktionen efter 2020. Ringhals 3 och 4 lade tillsammans c:a 900 miljoner kronor på investeringar för att uppfylla kravet.

De ökade säkerhetskraven kan delvis ha bidragit till förtida nedstängningar av kärnkraftsreaktorer. Men beskattningen av kärnkraften var en viktigare orsak till nedstängningarna. Kärnkraftsskatten infördes år 1984 av regeringen Palme. Det var en punktskatt som delvis syftade till att bidra till kärnkraftsavvecklingen. År 2000 gjordes den om till en effektskatt, som enbart drabbade kärnkraftverk. Totalt uppskattas kärnkraften ha

betalt 62 miljarder kronor i punktskatt.⁵ År 2000 motsvarade skatten c:a 2,9 öre/kWh. Den höjdes därefter i tre steg till c:a 7,7 öre/kWh år 2015.⁶ Det sista steget innebar en ökning på 1,1 öre/kWh. Det var droppen som fick ägarna att ta beslut om att stänga Oskarshamn 1–2 samt Ringhals 1–2. Fortum som var delägare i Oskarshamn 1–2 motsatte sig en stängning, men E.ON. (f.d. Sydkraft) som var majoritetsägare förordade en stängning. E.ON ville å andra sidan fortsätta driva Ringhals 1 och 2, men det var Vattenfall, som var majoritetsägare, som beslutade om nedstängningen. Nedstängningsbesluten togs av ägarna, och inga kompensationer utbetalades. Men indirekt hade politiska beslut en avgörande inverkan på nedläggningarna.

År 2016 gjorde S, Mp, C, M och KD en energiöverenskommelse. Den innebar bl.a. att effektskatten avskaffades. Samtidigt utfärdades målsättningen att svensk elproduktion skulle vara 100% förnybar år 2040, även om kärnkraftsproduktion skulle tillåtas även efter 2040. Vidare innebar energiöverenskommelsen en storskalig utbyggnad av sol- och vindkraft, vilket förväntades påtagligt sänka de framtida elpriserna. Det bidrog till att E.ON. och Vattenfall inte omprövade sina nedläggningsbeslut, trots att effektskatten avskaffades.

En annan faktor som har varit en betydande kostnad för Sveriges kärnkraftverk är Kärnavfallsfonden. Den infördes strax efter folkomröstningen år 1980. Tanken var att fonden skulle säkra resurser för att täcka framtida kostnader för avfallshantering och avvecklingen av kärnkraftverk. Fonden finansieras genom kärnavfallsavgifter som tas ut från kärnkraftsproducenterna baserat på energiproduktionen. Avgiften kan skilja mellan reaktorer bl.a. beroende på produktionshistoriken och återstående livslängd. Därtill behöver kärnkraftsproducenterna utfärda finansiella garantier, säkerhetsbelopp, om det skulle uppstå oförutsedda kostnadsökningar i avfallshanteringen.

En konsekvens av nedstängningarna är att kärnavfallsavgiften har ökat per kWh och blivit mer ojämn. En anledning till ojämnheten är att när Svensk Kärnbränslehantering AB räknar upp kostnaden för avveckling och avfallsförvaring, så får de återstående verken i Oskarshamn och Ringhals ta en större del av bördan. År 2024 var kärnavfallsavgiften 4–9 öre/kWh, där reaktorerna i Forsmark betalar lägst avgift. Med andra ord betalar vissa reaktorer en kärnavfallsavgift som är högre än effektskatten när den var som högts. Som en jämförelse låg kärnavfallsavgiften på c:a 1 öre/kWh år 2000. Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB) uppskattade år 2023 de totala kostnaderna för avveckling och avfallsförvaring till 221 miljarder kronor, varav 133 miljarder kronor är återstående kostnader (Riksgälden, 2023).

Enligt förordning 2017:1179 baseras kärnavfallsavgifterna på en förväntad livslängd om 50 år. Men många räknar med att de återstående reaktorerna ska kunna köras i 60 år. I den mån det finns tillgång till reservdelar och så länge som det fysiska åldrandet av reaktorerna inte är omfattande, så bör det vara möjligt att förlänga drifttiden ytterligare, till uppemot 80 år. Fortum och Vattenfall meddelade i juni 2024 att de siktar på 80 årsdrifttid för reaktorerna i Forsmark och Ringhals. Energimyndigheten (2023) gör prognosen att tre av de äldre reaktorerna kan stänga mellan 2040 och 2045, medan tre av de yngre reaktorerna kan vara i drift i 80 år. Svenska kraftnät (2024a) har scenarier där de tre äldsta reaktorerna stängs redan 2035–2036, efter 55 års drift, men har även scenarier där alla kvarstående reaktorer kan vara i

⁵ Följande länk beskriver skatten på kärnkraft i detalj: [Kärnkraftsskatt – Wikipedia](#).

⁶ Höjningarna gjordes av regeringen Persson (år 2006), regeringen Reinfeldt (år 2008) och regeringen Löfven (år 2015).

drift i 80 år. Mycket talar för att det borde vara möjligt att sänka kärnavfallsavgiften per kWh i framtiden.

Det är inte bara livslängden i kvarvarande kärnkraftverk som har förlängts. Även effekten har höjts med sammanlagt c:a 1000 MW, se Tabell 1. Det svarar ungefär mot effekten i ett stort kärnkraftverk och har bidragit till att konsekvensen av kärnkraftsnedstängningarna har dämpats.

År 2019 hoppade M och KD av energiöverenskommelsen. Regeringen Kristersson införde en rad åtgärder som ska bidra till en fortsatt utbyggnad av kärnkraften. Målet för 2040 har ändrats från att elproduktionen ska vara 100% förnybar till att 100% av elproduktionen ska vara fossilfri. Det är nu möjligt att bygga fler reaktorer och de kan byggas på nya platser.

2.3 Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion

Utbyggnaden av ny förnybar elproduktion tog fart i början av 2000-talet. Regeringen Persson införde lag 2003:113 om elcertifikat. För varje producerad megawattimme (MWh) förnybar el i en godkänd anläggning får ägaren ett elcertifikat av staten. Producenten kan sedan sälja elcertifikaten på en öppen marknad. Elcertifikaten ger på så sätt en extra intäkt till den förnybara elproduktionen, utöver den vanliga elförsäljningen. Efterfrågan på elcertifikat skapas av en kvotplikt. Undantag finns för den energiintensiva industrin, men i övrigt åläggs elhandlare och elkonsumenter att köpa en viss andel elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning eller elanvändning. Kvotplikten slås fast i lagstiftningen för varje år.

Sverige och Norge införde en gemensam elcertifikatmarknad år 2012. Det gemensamma målet var 28,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2020. Ett syfte med målet var att både Norge och Sverige var skyldiga att uppfylla EU direktivet 2009/28/EG, vilket bl.a. innebar att minst 20% av energiproduktionen i varje land skulle vara förnybar. Sverige, och flera andra EU länder, valde att uppfylla EU:s mål genom att främst öka andelen förnybar elproduktion, då annan energiproduktion ansågs vara svårare att göra förnybar. Konsekvensen blev bl.a. att fossileldad värmekraft konverterade till, eller ersattes med, förnybar värmekraft som eldade flis eller sopor. Därtill byggdes mycket vindkraft och en del solkraft i Sverige.

Energiöverenskommelsen innehöll ett mål om ytterligare 18 TWh förnybar elproduktion till 2030. Det samlade målet inom elcertifikatsystemet var därför 46,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2030. Det målet uppnåddes redan i mars 2021. Den snabba och kraftiga utbyggnaden innebar att elcertifikatpriset kraschade, se Figur 2, och att certifikatsystemet blev onödigt. Det är nu avskaffat för produktion som tas i drift efter 2021. Biokraften har fått mest stöd, cirka 25,7 miljarder, följd av vindkraft 21,3 miljarder och vattenkraft 6,6 miljarder.⁷

En anledning till att elcertifikaten inte längre behövs är att investeringskostnaderna har minskat för förnybar elproduktion, särskilt sol- och vindkraft. Vidare har förnybar elproduktion (inkl. vattenkraft) möjlighet att sälja gröna ursprungsgarantier. Garantierna köps av konsumenter som frivilligt vill betala mer för att få grön el. Kärnkraft har möjlighet att sälja ursprungsgarantier för fossilfri el, men dess marknadspris har varit lägre.

⁷ Uppgiften har hämtats från Svensk Vindenergi [Subventioner till elproduktion - Svensk Vindenergi](#).

Figur 2: Prisutvecklingen (kronor per MWh) för elcertifikat (Energimyndigheten, 2022).⁸



Ett problem med elcertifikaten var att varje anläggning endast fick elcertifikat i 15 år. Det bidrog till att exempelvis gammal vindkraft monterades ned i förtid och ersattes med nya verk (Mauritzen, 2014). På samma sätt bidrog elcertifikaten till att kärnkraft och annan värmekraft stängdes i förtid, eftersom den ökade volymen elproduktion sänkte elpriset. Elcertifikaten lyckades driva fram mycket investeringar i elproduktion, men det hade varit mer samhällseffektivt att utfärda elcertifikat till all fossilfri elproduktion, gammal som ny. Som ett försvar till elcertifikatens utformning kan sägas att förnybarhetskriteriet i EU direktivet 2009/28/EG inte bara handlade om att minska koldioxidutsläppen. Det fanns även en önskan om att öka EU:s energioberoende och att minska EU:s import av bränslen, inkl. kärnbränsle.

Utöver elcertifikaten, så införde regeringen Persson ett ytterligare stöd till vindkraften. Dess fastighetsskatt sänktes till 0,2% jämfört med den normala skattesatsen på 0,5% för övrig elproduktion.⁹ I praktiken är denna skattesubvention begränsad till små vindkraftsaktörer, eftersom EU:s regler för statsstöd endast medger skattesubventioner som är av mindre betydelse.¹⁰

Trots att de statliga subventionerna är väsentligen avskaffade, så förväntas förnybar elproduktion öka med ungefär 5 TWh årligen fram till 2027 (Energimyndigheten, 2024). Sveriges totala elproduktion förväntas uppgå till 194 TWh år 2027 (Energimyndigheten, 2024).

I gränslandet mellan förnybart och fossilt finns avfallsförbränningen, som består både av förnybart bränsle så som papper, men också fossil plast. Under 2020 införde regeringen

⁸ 100 kronor per MWh svarar mot 10 öre/kWh.

⁹ Vattenkraften hade, främst av fiskala skäl, under lång tid en förhöjd fastighetsskatt. Förhöjningen fasades ut i samband med Energiöverenskommelsen.

¹⁰ För att ett stöd ska anses vara ett stöd av mindre betydelse får det totala stöd som beviljas ett enda företag som huvudregel inte överstiga 300 000 euro under en period av tre år (det s.k. individuella taket), se artikel 3.2 i förordning 2023/2831. Dvs. skattesubventionen till en enskild vindkraftsproducent är i praktiken max 1 miljoner kronor per år.

Löfven en avfallsförbränningsskatt (lag 2019:1274). Ett syfte var att öka materialåtervinningen, men många experter menar att skatten var ett ineffektivt instrument för det ändamålet. Skatten slog även mot många kraftvärmeverk som är lokaliserade i städerna. De är placerade nära elförbrukningen och har därmed en viktig funktion för den lokala och regionala elförsörjningen. I Sveriges städer bidrog skatten till ökad risk för elbrist, försämrad elberedskap och försämrad spänningsreglering. Vidare minskade andelen planerbar elproduktion i elsystemet. Regeringen Löfven och Svenska Kraftnät vidtog ett par extraordinära åtgärder för att säkra nödvändig elproduktion i Malmö och Stockholm (Holmberg och Tangerås, 2022). Avfallsförbränningsskatten avskaffades av regeringen Kristersson.

I samband med elkrisen under 2022–23 införde EU ett tillfälligt intäktstak för produktion med låga marginalkostnader. I Sverige utformades taket som en tillfällig skatt, vilken främst drabbade sol-, vind- och kärnkraft. Motsvarande intäktstak i Storbritannien riskerade, enligt franska elbolaget EDF, bidra till att gamla franskägda kärnkraftverk i Storbritannien skulle stängas i förtid.

Enligt Energiöverenskommelsen ska vattenkraftens utbyggnad främst ske genom effekthöjning i befintliga verk. Investeringsbesluten är inte tagna, men Vattenfall AB har meddelat att de planerar att höja maxeffekten i sina vattenkraftverk med c:a 10% med start 2026 och in på 2030-talet (Holmberg och Tangerås, 2023a). Samtidigt ska Sverige säkerställa att våra vattenkraftverk uppfyller EU:s vattendirektiv. Miljöprövningen startade 2022 och förväntas ta c:a 20 år, men har pausats tillfälligt av regeringen Kristersson. Ett syfte med miljöprövningen är att lokalbefolkning, friluftsliv samt djur- och växtliv ska gynnas. Samtidigt är det olyckligt att miljöprövningen hamnar mitt upp i energiomställningen. Miljöprövningen kan medföra att vattenkraftens årliga elproduktion minskar med upp till 1,5 TWh. Om detta riktvärde skulle överstigas, så finns det möjlighet för myndigheterna att besluta om undantag från miljölagstiftningen.

2.4 EU:s system för handel med utsläppsrätter

En åtgärd som har gynnat all fossilfri elproduktion är att EU år 2005 införde systemet för handel med utsläppsrätter. Systemet uppmuntrar även till koldioxidinfångning, även för bioeldad värmekraft som får negativa utsläpp om de fångar in sina utsläpp. EU Emissions Trading System (EU-ETS) hanterar utsläpp inom den energiintensiva industrin, inkl. elproduktion (Carlén et al., 2019). Varje anläggning som ingår i systemet måste uppvisa utsläppsrätter motsvarande anläggningens utsläpp av växthusgaser (Tangerås, 2021). EU-ETS skapar ett pris på utsläppsrätter då bolag med höga kostnader för att minska sina utsläpp köper utsläppsrätter från bolag som kan minska sina utsläpp till relativt låg kostnad.

Elproduktionen i Sverige bestod huvudsakligen av kärnkraft och vattenkraft redan innan införandet av EU-ETS, och kraftvärmens har i stor utsträckning övergått till att elda avfall och biobränslen. Numera finns endast ett fåtal fossileldade kraftverk kvar i drift. EU-ETS har därför inte haft någon direkt effekt på den svenska elmarknaden. Däremot uppstår indirekta effekter till följd av att det svenska kraftsystemet är integrerat med kraftsystemet i Litauen, Polen och Tyskland som alla har betydande volymer fossil elproduktion. Ökningar i utsläppspriset driver således upp priset på el i Sverige genom att fördyra viss elproduktion utomlands.

Det hävdas ibland att Sverige måste investera mera i fossilfri elproduktion eftersom det bidrar till att minska utsläppen av växthusgaser. I EU bestäms dock den totala mängden utsläpp

huvudsakligen av den ackumulerade tilldelningen av utsläppsrätter under ETS. Lägre eller högre utsläpp i Sverige kommer till stor del balanseras ut av högre eller lägre utsläpp på annat håll i EU. Om Sverige vill minska utsläppen i EU, så är det mest effektiva att köpa upp och annullera utsläppsrätter. Regeringen föreslog år 2016 att Sverige varje år skulle köpa och annullera utsläppsrätter för 300 miljoner kronor. Förslaget kallades för utsläppsbroms. Planen ändrades dock när EU tog ett beslut om att annullera outnyttjade utsläppsrätter på marknaden och minska den framtida tilldelningen av utsläppsrätter.

EU har från 1990 fram till 2020 totalt (inkl. utsläpp utanför ETS) minskat utsläppen av koldioxid med 34%.¹¹ Det var väsentligt bättre än målsättningen, vilken var att reducera utsläppen med 20%. Den nya målsättningen är att reducera utsläppen med 55% fram till 2030 jämfört med 1990.

Figur 3 visar att priset på utsläppsrätter har ökat kraftigt på senare år. Det beror främst på minskad tillförsel av utsläppsrätter, vilket gör det dyrare att släppa ut koldioxid. En annan anledning är att marknadspriset på utsläppsrätter tenderar att stiga när gaspriset stiger. I annat fall skulle det bli ekonomiskt lönsamt att producera mer el med kolkraft, som släpper ut mycket koldioxid. Strypt gashandel med Ryssland och oro i Mellanöstern har därmed bidragit till att även priset på utsläppsrätter stigit. BloombergNEF gör bedömningen att priset på utsläppsrätter kommer fortsätta stiga. Det skulle kunna nå upp till c:a 150 euro per ton år 2030.¹²

Figur 3: Prisutvecklingen för utsläppsrätter (euro per ton koldioxidutsläpp).



Källa: [Carbon Price Viewer | Sandbag Climate Campaign](#).

2.5 Utbyggnaden av kraftnätet

Det blir stora förluster i nätet om den el som transporteras har låg spänning. Kraftöverföringen över långa sträckor blev möjlig när trefas växelström introducerades, eftersom växelström kan transformeras upp eller ned. En av pionjärerna på det här området var svensken Jonas

¹¹ Detta beskrivs i ett pressmeddelande från EU: [EU achieves 20-20-20 climate targets, 55 % emissions cut by 2030 reachable with more efforts and policies — European Environment Agency \(europa.eu\)](#).

¹² [EU ETS Market Outlook 1H 2024: Prices Valley Before Rally | BloombergNEF \(bnef.com\)](#)

Wenström, teknisk chef på Asea i Västerås. År 1893 byggdes världens första kommersiella högspända kraftöverföring mellan Hällsjöns vattenfall och gruvsamhället Grängesberg i Bergslagen. Denna tekniska framgång banade väg för elektrifieringen av Sverige, inklusive elektrifieringen av järnvägarna.

1921 togs en kraftledning på 120 kV i drift mellan Trollhättan och Västerås. Den byggdes därefter ut och förband flera städer i södra Sverige. Vidare höjdes spänningen till 220 kV. År 1936 togs den 36 mil långa Krångedelinjen i drift med spänningen 220 kV. Det blev den första förbindelsen från Norrland till Mellansverige och södra Sverige. Detta var inledningen på samkörningen mellan Norrlandsälvarna och produktionsanläggningarna i södra Sverige. 1952 färdigbyggdes en 380 kV stamledning från Harsprånget till Hallsberg. Denna 100 mil långa stamlinje var startskottet till en mer storskalig överföring av elkraft från norrländska älvar till södra Sverige.

Efter 1990 skedde en kraftig utbyggnad av överföringskapaciteten till våra grannländer. Nätkapaciteten mellan de nordiska länderna har ökat med 75 % sedan 1992. Samtidigt har överföringskapaciteten från Norden till Europa (Baltstaterna, Nederländerna, Polen, Storbritannien och Tyskland) ökat kraftigt, den har tredubblats efter 1992. Detta har bidragit till att elproduktionen i norra Europa har kunnat användas mer effektivt. Vidare har behovet av reservkraft minskat. Flera av våra reservkraftverk stängde under 1990-talet. Istället kan Sverige importera från våra grannländer om det blir torrår, kärnkraften får tekniska problem eller om det blåser dåligt.

Men den ökade integrationen har även lett till problem i kraftnätet. Den har stundtals gett upphov till effektflöden som nätet inte byggts för att hantera. Några av problemen har förstärkts av att kärnkraftverk har stängt ned. Vi återkommer till detta i kapitel 4.3.

Idag utgörs stamnätet, eller transmissionsnätet, av den del av ledningsnätet som har en spänning om minst 220 kilovolt (kV). Det är Svenska kraftnät som äger och ansvarar för stamnätet. Totalt finns 157 anslutningspunkter i transmissionsnätet. Noder för produktion kopplar storskalig elproduktion direkt till transmissionsnätet. Resten av noderna är transformatorstationer som ansluter regionala elnät till transmissionsnätet. Regionnät har spänningsnivåer i intervallet 30–130 kV och ansluter viss elproduktion samt elintensiva industrianläggningar, som stålverk och pappersbruk, till elnätet. Regionnäten överför även el via transformatorstationer till de lågspända lokalnäten. Dessa ansluter i sin tur hushåll och andra mindre konsumenter till elsystemet. Region- och lokalnät ägs av ett stort antal privata, kommunala och statliga aktörer.

Figur 4: Karta över Nordens kraftnät.



Källa: ENTSO-E (www.entsoe.eu/data/map/)

2.6 Elområden

Ett av huvudsyftena med Sveriges stamnät är att transportera stora mängder el på ett effektivt sätt från produktionen i norr till förbrukarna i söder, samt att underlätta utbytet av el med de nordiska grannländerna och med den europeiska kontinenten. Men ibland räcker inte överföringskapaciteten till, flaskhalsar uppstår. I början av 2000-talet ströp Sverige elexporten till Danmark när Sverige fick problem med flaskhalsar i överföringen mellan norra och södra Sverige. År 2006 lämnade Dansk Energi in ett klagomål om detta till EU-kommissionen. För att tydliggöra flaskhalsarna och undvika konflikter med EU:s regelverk delades Sverige in i

fyra elområden fr.o.m. november 2011: SE1 (Luleå), SE2 (Sundsvall), SE3 (Stockholm) och SE4 (Malmö), se Figur 5. Som vi ser är även Danmark och Norge indelade i två respektive fem elområden för att återspegla inhemska begränsningar i överföringskapaciteten. De andra länderna i EU, förutom Italien, består för närvarande av var sitt elområde.¹³

Figur 5: Karta över elområden i Norden och Baltikum 2022.



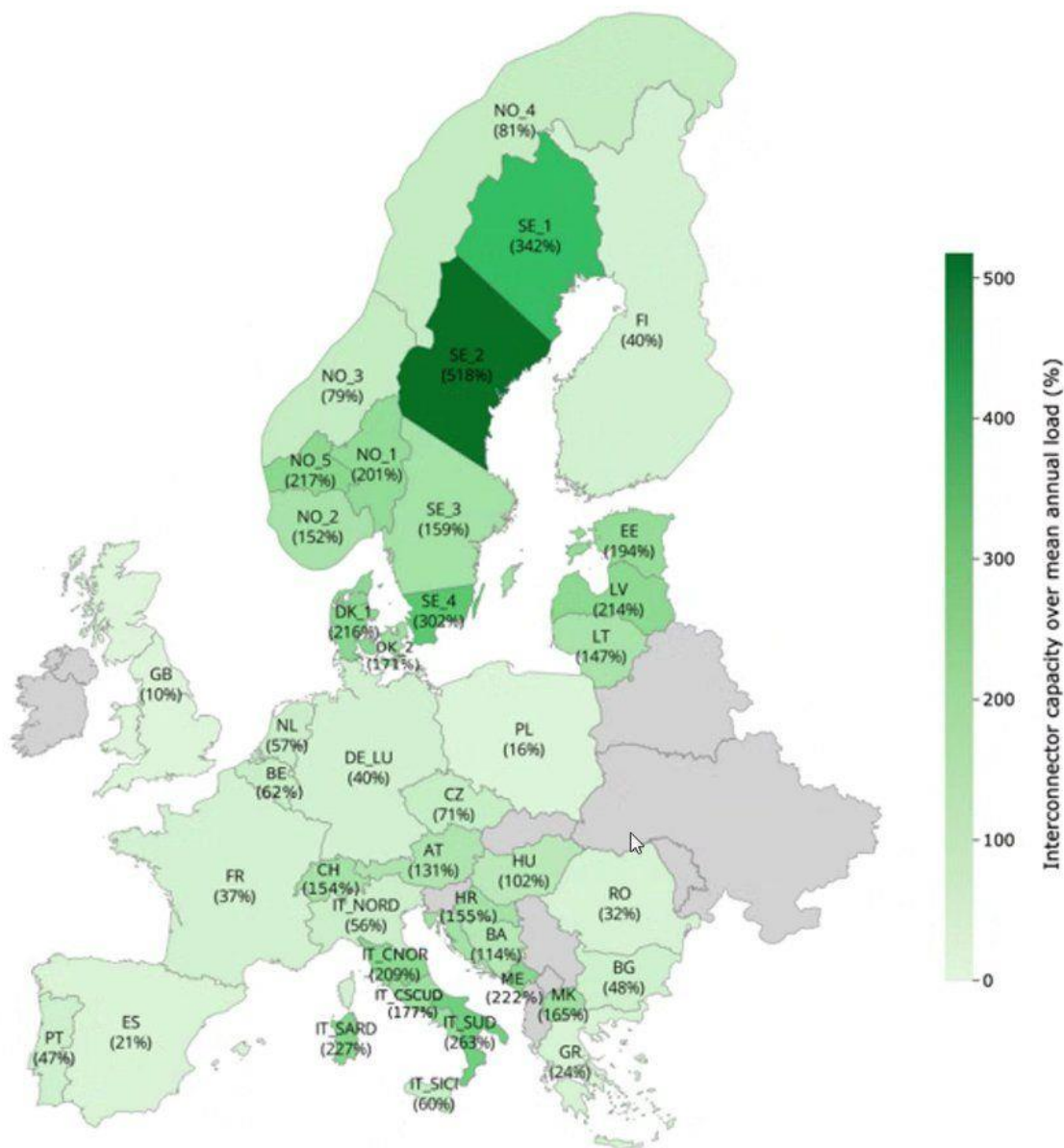
Källa: Svenska kraftnät.

Överföringskapaciteten från norr till söder är 3 300 MW mellan SE1 och SE2, 7 300 MW mellan SE2 och SE3 och 6 200 MW mellan SE3 och SE4.¹⁴ Sveriges elområden har relativt förbrukningen stor handelskapacitet med närliggande elområden, åtminstone om man jämför med övriga Europa. Detta illustreras i Figur 6.

¹³ Luxemburg är ett specialfall. De ingår i Tysklands elområde. Ett annat specialfall är Nordirland, som ingår i Irlands elområde.

¹⁴ Överföringskapaciteten är 6200 MW från SE3 till SE4. Den är väsentligt lägre, 2800 MW, från SE4 till SE3.

Figur 6: Handelskapaciteten för varje elområde relativt medelförbrukningen inom elområdet (Stiewe et al., 2024).



Tabellen nedan visar produktionen och förbrukningen under 2023 uppdelat på kraftslag och elområde. De två norra elområdena (SE1 och SE2) har ett stort elöverskott som gemensamt uppgick till 50 TWh under 2023. Samtidigt har SE4 ett stort importbehov. Dessutom kommer mer än hälften av produktionen i SE4 från väderberoende kraftkällor. SE1-SE3 har däremot en hög andel planerbar elproduktion. Notera att all kärnkraft ligger i SE3.

Tabell 2: Elproduktion och förbrukning i TWh per elområde under 2023, exklusive egenanvändning (c:a 7 TWh).¹⁵ Förbrukningen inkluderar förluster (c:a 10 TWh).

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	19	34	11	2	66
Kärnkraft	0	0	47	0	47
Vindkraft	6	14	9	6	34
Solkraft	0	0	2	1	3
Övrig värmekraft	1	3	7	3	13
Total elproduktion	26	50	76	11	163
Elförbrukning	11	15	80	21	127

Källa: Energimyndigheten ([energimyndigheten.se](https://www.energimyndigheten.se))

Figur 1 visar att den årliga elförbrukningen har legat ganska konstant under de senaste 35 åren, men den har minskat under 2020-talet. Elförbrukningen under 2023 var den lägsta årsförbrukning som har uppmäts i Sverige under de senaste 35 åren. Tabellen nedan anger elförbrukningen under 2023 för olika sektorer.

Tabell 3: Elförbrukning för olika sektorer under 2023.

	TWh
Mineralutvinning och tillverkning	45
El-, gas-, värme- och vattenverk	4
Järn-, spår- och busstrafik	3
Bostäder och service	73
Förluster	10
Nettoexport	28
Totalt	163

Källa: Energimyndigheten ([Energimyndigheten.se](https://www.energimyndigheten.se))

Den tunga industrin är av stor betydelse i alla elområden, men dominerar i norra Sverige (Holmberg och Tangerås, 2023c). Elförbrukningen inom bostäder och service är särskilt dominant i södra Sverige. Ungefär hälften av nätförlusterna uppstår i stamnätet, resten uppstår i regionnät och distributionsnäten.

¹⁵ Egenanvändning är el som produceras av ett hushåll eller företag, och som konsumeras av dem själva. Det är huvudsakligen värmekraft i industrin, men även solex.

3 Den europeiska elbörsen

Norge etablerade en elbörs 1991, vilket var en av de första elbörserna i världen. Beslutet att reformera elmarknaden byggde på ett ökande missnöje med ineffektiviteten i den inhemska elförsörjningen (Holmberg och Tangerås, 2023c). Vidare fanns det fördelningspolitiska problem, eftersom norska hushåll fick betala en stor del av kraftsystemets kostnader så att norsk elintensivindustri kunde förses med billig el. Grundstenarna i den norska reformen var:

1. Etablerandet av en oberoende elbörs.
2. Icke-diskriminerande tillgång till överföringssystemet för alla marknadsaktörer.
3. Uppdelning av det statliga elbolaget i en produktionsdel *Statkraft* samt en nätägare och systemoperatör (TSO): *Statnett*.

Sverige genomförde i början på 1990-talet vissa strukturella åtgärder som liknade de norska. Till exempel bröt man upp det statliga elbolaget i två delar: Vattenfall, som står för elproduktionen, och Svenska Kraftnät (SvK), som äger och ansvarar för det svenska stamnätet. År 1996 gick Sverige med i Norges elbörs, Nord Pool, vilket därmed blev världens första multinationella elbörs. Nord Pool ägdes från början gemensamt av Statnett och Svenska kraftnät. Den svenska elmarknadsreformen utvärderades av Damsgaard och Green (2005). De finner att avregleringen varit samhällsekonomiskt gynnsam för Sverige, och att det främst är undvikna överinvesteringar i elproduktion som bidragit till ökad samhällseffektivitet.

Finland avreglerade elmarknaden kort efter Sverige och blev medlem av Nord Pool 1998. Sedan följde Danmark 2000. Danmark hade ursprungligen två överföringssystem som inte var direkt kopplade med varandra. Det västra nätet täckte Jylland och var sammankopplat med Tyskland. Det östra nätet täckte Själland och var sammankopplat med Sverige. Estland blev medlem 2010, Litauen 2012 och Lettland året efter. Nord Pool integrerades sedan med den gemensamma europeiska elmarknaden år 2014.

3.1 Dagen-före-marknaden

Dagen-före-marknaden är en grossistmarknad där elhandelsföretag och elintensiv industri köper el direkt från producenterna. Till följd av sin storlek är dagen-före-marknaden av fundamental betydelse för hela elmarknaden. Till exempel sätts priserna som hushållen betalar för sin elförbrukning ofta som ett påslag på dagen-före-priset. Det utgör även referenspris för de finansiella kontrakt som marknadsaktörerna använder för att prissäkra sin produktion och förbrukning.

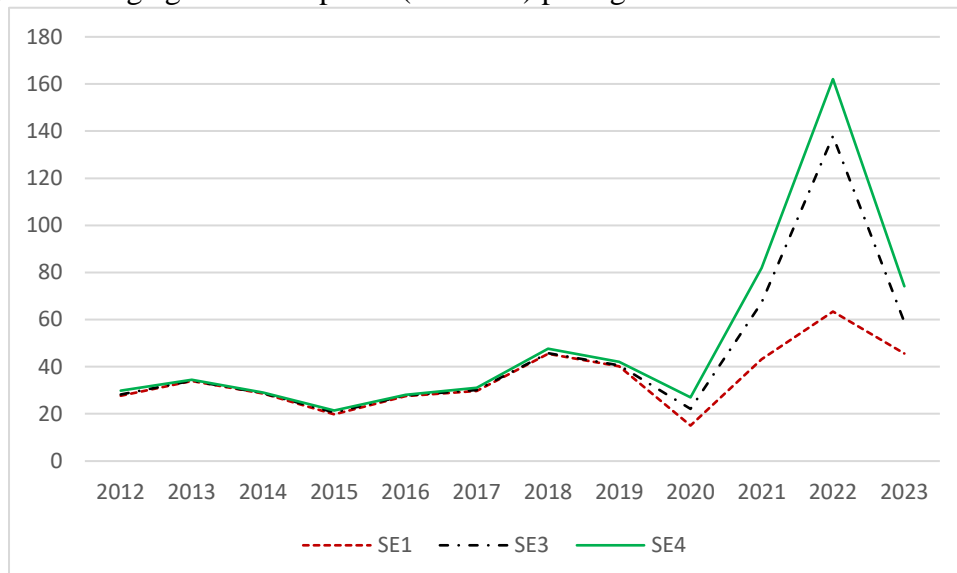
Kl. 12 dagen innan leverans, anger producenterna hur mycket el de önskar sälja till olika priser för varje timme och elområde. På samma sätt lämnar elhandelsbolag och större industriella konsumenter bud på hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser. Det högsta tillåtna priset är för närvarande 4 000 EUR/MWh (euro per MWh). Man har även rätt att bjuda negativa priser, och det lägsta tillåtna priset är -500 EUR/MWh. Nätägarna anger den tillgängliga kapaciteten i transmissionsnätet per timme. Därefter skapas en utbudskurva för varje timme och elområde genom att lägga ihop alla inkomna säljbud samt en efterfrågekurva genom att summera alla köpbud. Leveransperioderna på elbörsen förväntas att inom ett par år kortas från 60 minuter till 15 minuter.

För att undvika att kraftnätet överbelastas kan det behövas ett enskilt elpris för varje elområde. Genom att elpriset går ner i elområden med överskott av elproduktion och upp i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområdena medan utbudet ökar i de senare elområdena. Den förbättrade balansen mellan utbud och efterfrågan inom varje elområde minskar behovet att handla med el mellan de olika elområden. Elområdespriserna ändras till dess att flödena av el mellan elområdena är tillräckligt små, så att handelskapaciteten mellan elområdena inte överskrids. Två elområden får samma pris om handelskapaciteten mellan områdena inte är begränsande. Således har Sverige ofta ett enhetligt elpris om natten och under helger då efterfrågan i södra Sverige är relativt låg. Södra Sverige (SE4) har stundtals samma elpris som i resten av norra Europa till följd av den omfattande nätkapaciteten till Danmark, Polen, Tyskland och Baltikum.

På lång sikt förbättras balansen inom elområdena ytterligare, eftersom systematiska prisskillnader ger incitament att förlägga elintensiv industri i elområden där priserna är låga och ny produktion där priserna är höga. Dessutom ger prisskillnader en signal om lönsamheten att investera i ny överföringskapacitet i elnätet. Lundin (2022) visar att elområdesuppdelningen bidrog till att det blev mer investeringar i vindkraft i södra Sverige, och mindre i Norrland, jämfört med vad som hade blivit fallet utan elområden. Trots detta har vindkraften främst byggts ut i Norrland, där det är lättare att få tillstånd.

Generellt gäller att efterfrågan är mycket okänslig för prisändringar, vilket delvis beror på att hushåll och andra små konsumenter saknar möjligheter eller incitament att justera sin förbrukning (Vesterberg, 2020). Denna okänslighet innebär att priset riskerar bli mycket högt under timmar när efterfrågan är så hög att elproduktionen knappt räcker till. Priskänsligheten kan öka på sikt, i takt med att batterier blir billigare, fler konsumenter får timmätning och en ökad andel av förbrukningen automatiseras. Fr.o.m. 2025 ska timmätare finnas installerade hos alla elkonsumenter.

Figur 7: Årliga genomsnittspriser (öre/kWh) på dagen-före marknaden 2012-2023.



Källa: Nord Pool Group (nordpoolgroup.com)

Figur 7 visar det genomsnittliga årliga elpriset på dagen-före-marknaden för SE1, SE3 och SE4 mellan 2012 och 2023 (elpriserna i SE2 och SE1 är nästan identiska). Elpriserna i norra och södra Sverige var ungefär desamma fram till 2019. Därefter har elpriserna i SE3 och SE4

varit väsentligt högre än i Norrland. En anledning till det är att elexporten har ökat från Norden till Kontinentaleuropa och Storbritannien. En annan är att elproduktionen i södra Sverige har minskat p.g.a. stängda kärnkraftverk och att mycket av den nya vindkraften byggs i Norrland.

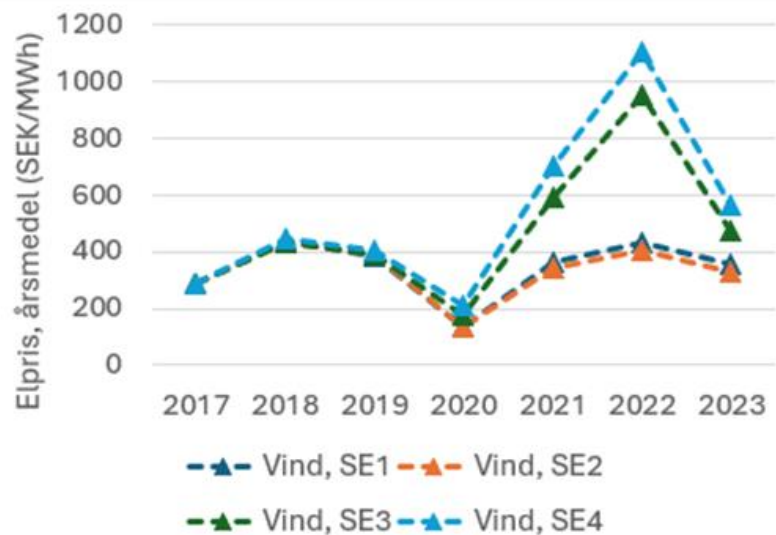
En bidragande orsak till de ovanligt låga elkostnaderna under 2020 var den låga elförbrukningen det året, vilket bl.a. berodde på pandemin. Under energikrisen 2022 blev det å andra sidan väldigt höga elpriser. Huvudorsaken var brist på gas och andra fossila bränslen inom EU p.g.a. strypt handel med Ryssland. Vidare tappade EU drygt 15% kärnkraftsproduktion (främst p.g.a. tekniska problem i Frankrike) och knappt 20% vattenkraftproduktion p.g.a. torka. Torkan drabbade främst södra Europa, men även vattenkraften i södra Norge. Indirekt drabbade elbristen i Kontinentaleuropa och södra Norge även Sverige, främst södra Sverige. Flaskhalsarna inom landet, som blivit tydligare under 2020-talet, bidrog till att Norrland delvis isolerades från de höga elpriserna i Kontinentaleuropa. Färre tekniska problem i Frankrike, mindre problem med torka och ökad import av flytande gas per båt till Kontinentaleuropa bidrog till att EU:s energikris dämpades under 2023.

Samtidigt har elpriserna i Sverige varit låga utifrån ett EU perspektiv. Alla övriga EU länder hade högre elpris än SE4 under elkrisen 2022. Under 2023 hade Finland ett lägre elpris än SE4, men elpriset i SE3 (och snittpriset i Sverige) var lägre än i alla övriga EU länder.

Kärnkraftverk körs ganska kontinuerligt under året, så i snitt säljer de sin elproduktion till ett pris som ligger nära snittpriset för SE3 (där alla Sveriges kärnkraftverk är belägna). Normalt säljer de till ett något högre pris, eftersom kärnkraftverken vanligtvis genomför underhåll sommartid när elpriset är lågt. Vindkraften säljer å andra sidan till ett pris som är lägre än snittpriset inom dess elområde. Anledningen är att vindkraftverkens produktion är positivt korrelerade, vilket innebär att elpriset tenderar att minska när ett vindkraftverks produktion ökar. Detta fenomen brukar ibland kallas för en kannibaliseringseffekt. En jämförelse mellan Figur 7 och

Figur 8 visar att kannibaliseringseffekten har förstärkts. Den märktes knappt för fem år sedan, men numera minskar den vindkraftens intäkter med i storleken 20-30%.

Figur 8: Elpris som vindkraft säljer till i snitt inom varje elområde. Grafen baseras på Nord Pool data och är framtagen av Profu.



Hela elförbrukningen [elproduktionen] inom ett enskilt elområde betalar [ersätts med] det lokala elområdespriset. Svenska kraftnät, som äger transmissionsnätet, får flaskhalsintäkter genom att köpa el billigt i norr, transportera den söderut, och sälja den där.¹⁶ Svenska kraftnät får även flaskhalsintäkter på utlandsförbindelserna, men dessa inkomster delas mellan de som äger förbindelserna. Svenska kraftnät äger vanligtvis 50% av Sveriges utlandsförbindelser.¹⁷ Användningen av flaskhalsintäkterna är reglerad, och kan inte tas ut som vinst. Intäkterna används främst till att upprätthålla och förbättra överföringsförmågan i nätet.

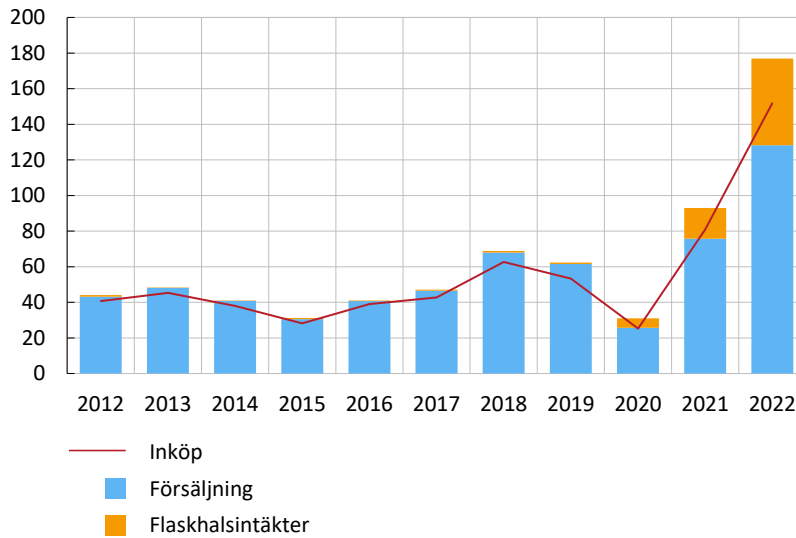
Flaskhalsintäkterna och deras storlek kan ifrågasättas, men de är i enlighet med hur samhällsekonomiskt effektiva marknader fungerar. Om det exempelvis vore brist på timmerlastbilar som kan transportera timmer från norra till södra Sverige skulle det bli ett högre pris på timmer i södra Sverige jämfört med norra Sverige. Det skulle främst bli ägarna av timmerlastbilarna som skulle tjäna på prisskillnaden. Denna övervinst leder till ökade investeringar i timmerlastbilar. En skillnad på elmarknaden är att det ofta tar många år att bygga bort flaskhalsar.

Figur 9 visar en uppställning av de olika intäcks- och kostnadsströmmarna i nominella värden på Nord Pools dagen-före-marknad för varje år mellan 2012 och 2022. De blåa staplarna visar de årliga inkomsterna för de inhemska producenterna i Sverige. De orangea staplarna anger storleken på de årliga inhemska flaskhalsintäkterna. Den heldragna linjen visar hur mycket inköpen av el på dagen-före-marknaden har kostat konsumenterna för varje år. Skillnaden mellan summan av de två staplarna och linjen utgör det årliga nettoexportvärdet från Sverige.

¹⁶ Svenska kraftnät benämner flaskhalsintäkter som *kapacitetsavgifter*. I EU:s regelverk omnämns de som *intäkter från överbelastning*.

¹⁷ Baltic cable mellan Sverige och Tyskland är ett undantag. Den ägs till 100% av norska Statkraft.

Figur 9: Värdet av handel (Mdr SEK) på dagen-före marknaden SE1-SE4 per år 2012-2022 (Holmberg och Tangerås, 2023c).



Elbolagens inkomster och kundernas kostnader uppvisar stor årlig variation. Till och med 2019 var de inhemska flaskhalsinkomsterna jämförelsevis försumbara, och även nettoexportens värde var av mindre betydelse. Därefter har både nivån på och sammansättningen av inkomsterna och kostnaderna på dagen-före-marknaden ändrats betydligt till följd av ökningen i elpriserna och de ökande elprisskillnaderna inom Sverige. Under elkrisen 2022 var Sveriges nettoexport rekordstor, och vi var EU:s största nettoexportör av el.

3.2 Intra-dag marknaden

Elproduktionen och förbrukningen handlas på dagen-före-marknaden upp till 36 timmar före den fysiska leveransen. Därför uppstår ofta behov att justera produktion och förbrukning allt eftersom ny information når marknaden i form av uppdaterade väderprognoser eller oplanerade ändringar i kapacitet eller i överföringsnätet.

Företag kan justera sina positioner på intra-dag marknaden. Denna öppnar två timmar efter att dagen-före-marknaden har stängt och stänger 60 minuter innan leveranstimmen. Europa har en gemensam intra-dag marknad sedan 2018.

3.3 Slutkundsmarknaden

Stora elintensiva företag köper sin el direkt på elbörsen. Hushåll och mindre företag köper sin el från elhandlare, som i sin tur köper sin el på elbörsen. Slutkunderna har vanligtvis två avtalsformer. Den ena är avtal med rörligt pris. Slutkundspriset sätts då som ett påslag på priset på elbörsen. Rörliga priser ger full exponering mot timpriserna på elbörsen enbart för de kunder som har timmätning av sin elförbrukning. Övriga konsumenter med rörligt pris får betala i enlighet med en schablonmässig förbrukningsprofil. Den andra varianten är avtal med fastpris och avtalslängd mellan ett och tre år. Då erbjuder elhandlaren ett förutbestämt elpris för varje kWh som kunden använder under avtalsperioden.

Prisvolatiliteten och behovet av prissäkring förväntas öka under energiomställningen. Mer väderberoende elproduktion bidrar till ökad volatilitet. Vidare finns en risk att utbyggnaden av produktion och förbrukning hamnar i otakt, vilket kan leda till att utdragna perioder med högt pris varvas med utdragna perioder med lågt pris.

Fastprisavtal har nackdelen att de inte ger konsumenter incitament att minska förbrukningen när det är brist på el och priserna tillfälligt höga. Storumans elmixavtal utgör en bra kompromiss mellan rörligt och fast pris, eftersom de erbjuder konsumenter möjligheten att prissäkra en delmängd av sin planerade elförbrukning (Holmberg och Tangerås, 2022). En fördel med Storumans avtal är att volymen prissäkrad el är förutbestämd, vilket innebär att konsumenterna möter ett rörligt pris på marginalen.¹⁸ Vidare bidrar den förutbestämda volymen till att risken minskar för de elhandlare som erbjuder prissäkring. Ett problem under elkrisen 2022 var att elhandlarnas volymrisk bidrog till att riskpåslagen blev väldigt stora i fastprisavtalen.¹⁹

3.4 De finansiella marknaderna

Elhandlare kan ha behov av att prissäkra sina planerade inköp på elbörsen i förväg för att minska sin exponering mot elbörsen. Särskilt elhandlare som har många kunder med fastprisavtal kan ha ett sådant behov. Motsvarande gäller för elproducenter och elintensiv industri. Därför finns en marknad för standardiserade finansiella kontrakt som till exempel handlas på Nasdaq Commodities. Dessa kontrakt har oftast en relativt kort löptid, sällan längre än tre till fem år.

Motpartsrisken, dvs. risken att motparten inte kommer kunna fullfölja avtalet, är ett problem på de finansiella marknaderna. Den risken är särskilt stor för långa kontrakt. Nasdaq Commodities kräver säkerheter från de aktörer som handlar på deras marknad. Kostnaden för dessa säkerheter blev väldigt stor under energikrisen 2022 när både riskerna och priserna var höga, och flera marknadsaktörer var på gränsen att gå i konkurs. Det var en anledning till att Anderssons regering erbjöd tillfälliga statliga kreditgarantier till de aktörer som behövde låna till Nasdaqs säkerheter.

Motpartsrisiker och höga kostnader för säkerheter är en anledning till att långa kontrakt ofta är bilaterala. På senare år har Power Purchase Agreements (PPAer) varit särskilt betydelsefulla för investerare i ny elproduktion.

¹⁸ Även andra elhandlare erbjuder elmixavtal, men vanligtvis är inte den prissäkrade volymen förutbestämd i dessa avtal.

¹⁹ Profilirisken kan vara en ännu större risk för elhandlare, eftersom fastprisavtal inte tar hänsyn till när på dygnet som förbrukningen kommer ske. Profilirisken ökar när elprisets variation under dygnet ökar, vilket var fallet under elkrisen. Vidare uppstår risker när standardkontrakt på den finansiella marknaden inte helt motsvarar sålda fastprisavtal avseende löptid, elområde och valuta.

4 Svenska kraftnäts systemtjänster och tariffer

Den europeiska elbörsen är huvudsakligen teknikneutral, men den har en förenklad syn på kraftsystemet. Elbörsen bortser i stor utsträckning från flaskhalsar inom ett elområde. Dessutom bortser den från att spänningen behöver vara på en godtagbar nivå i varje transmissionsledning. Vidare räcker det inte med att hålla produktion och förbrukning i balans i snitt under en timme, vilket elbörsen gör. Systemet behöver vara i balans varje sekund, eller tiondels sekund. Dessutom kan det av politiska skäl vara önskvärt att tillgängligheten på el är högre än vad elbörsen levererar.

Svenska kraftnät äger inte bara stamnätet, de är även en systemoperatör som säkerställer att kraftsystemet fungerar på detaljnivå. Svenska kraftnät kan investera i nätkomponenter som exempelvis reglerar spänningen i nätet eller som styr om effektflödet i nätet. De upphandlar även systemtjänster och påverkar marknadsaktörernas agerande med tariffer. Dessa upphandlingar och tariffer är inte helt teknikneutrala.

4.1 Resursbrist

Oftast finns det tillräcklig lokal produktion och nätkapacitet för att möta den lokala efterfrågan, så att dagen-före-marknaden ger ett marknadsklarerande pris för varje elområde. Men ibland uppstår situationer då marknaden inte ger något ”priskryss”. Det inträffade exempelvis i Baltikum den 17 augusti 2022, då det inte fanns tillräcklig lokal produktion och importkapacitet för att täcka efterfrågan. Om det inte finns några produktionsreserver att tillgå, ransoneras elen i den mening att kunderna får dela på den kapacitet som finns tillgänglig på marknaden. Priset sätts till maximalpriset på elbörsen.

Situationer med resursbrist betyder inte att marknaden inte fungerar. Normalt är det inte samhällsekonomiskt effektivt att investera i så mycket elproduktion att risken för elbrist är noll. Det är inte lönsamt att bygga kraftverk som endast används någon enstaka timme per år, om ens det. Samhällsekonomiskt kan det istället vara effektivt med manuell bortkoppling ibland.

Det kan dock finnas politiska skäl till att manuell bortkoppling bör undvikas. Många länder har regler som tvingar myndigheterna att agera om manuell bortkoppling sker mer än ett par timmar per år. I november 2022 tog regeringen beslut om en tillförlitlighetsnorm i Sverige. Den innebär att manuell bortkoppling ska ske max en timme per år. Detta är en sträng norm. Övriga EU-länder tillåter att bortkoppling sker upp till 2–15 timmar per år (ENTSO-E, 2022).

Svenska Kraftnät har möjlighet att upphandla en effektreserv under vinterhalvåret, vilken kan användas för att minska risken för elbrist. Effektreserven bjuds inte in på elbörsen och påverkar inte priserna på elbörsen. Elpriset slår i pristaket på elbörsen om det saknas elproduktion på elbörsen, oavsett om det finns en effektreserv, eller ej. Vanligtvis har effektreserven beredskap att kunna vara fullt aktiverad inom 14 timmar. Utöver det finns tre olika driftlägen som kan beordras från Svenska kraftnäts kontrollrum:

1) Två timmars beredskap: anläggningen ska kunna vara i full drift inom två timmar istället för 14 timmar.

- 2) Minimidrift: anläggningen är igång på en lägsta nivå för att vara varm och kunna köras igång på full effekt så fort det finns ett behov.
- 3) Aktiverad: anläggningen är aktiverad till beordrad effekt.

Effektreserven har inte behövt aktiveras för Sveriges räkning sedan 2013. Den aktiverades en gång under vintern 2021/22, men det var för att hjälpa ett grannland (Polen), som betalade för den tjänsten. Reserven har dock legat i två timmars beredskap, samt körts på min effekt vid ett flertal tillfällen.

Tabell 4: Aktivering av effektreserven.

Vintern	Två timmars beredskap	Minimidrift	Aktivering
2013/2014	1 gång	-	-
2014/2015	1 gång	-	-
2015/2016	4 gånger	6 gånger	-
2016/2017	1 gång	-	-
2017/2018	2 gånger	4 gånger	-
2018/2019	1 gång	-	-
2019/2020	-	-	-
2020/2021	9 gånger	3 gånger	-
2021/2022	6 gånger	2 gånger	1 gång à 5 timmar
2022/2023	6 gånger	4 gånger	-
2023/2024	11 gånger	4 gånger	-

På lång sikt leder marknadens investeringar ungefär till samma risk för elbrist oberoende av om mängden vindkraft är stor eller liten. I vart fall blir det så i teorin (Holmberg och Ritz, 2021; Holmberg och Tangerås, 2023d). Anledningen är att marknaden investerar mer i gasturbiner, batterier och förbrukningsreduktion när det finns mycket vindkraft i kraftsystemet. Storleken på effektreserven, och dess kostnad, bestäms således främst av hur sträng tillförlitlighetsnormen är. Detta gäller på lång sikt. Effektreserven introducerades dock främst för att kortsiktigt parera några av de problem som uppstod i samband med att verken i Barsebäck stängdes (Holmberg och Tangerås, 2023d).

Lagen om effektreserven gäller fram till 16 mars, 2025. Regeringen har föreslagit att den ska förlängas. Svenska kraftnät (2023a) förordar också att effektreserven förlängs, men i framtiden önskar de att den byts ut mot en kapacitetsmarknad. Det skulle innebära att all kapacitet som finns tillgänglig på marknaden ska ersättas för detta, även om de inte producerar något. I teorin ger en kapacitetsmarknad och en effektreserv exakt samma investeringar, så de är lika samhällseffektiva och teknikneutrala (Holmberg och Ritz, 2021; Holmberg och Tangerås, 2023d). En kapacitetsmarknad syftar till att stabilisera intäkter och utgifter för marknadens aktörer. Å andra sidan är det en komplicerad marknadsdesign och det är ett stort marknadsingrepp (Aagard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023a;2023d).

4.2 Balansmarknaderna

Det är Svenska kraftnäts ansvar att tillsammans med systemoperatörerna i Norge, Finland och Själland upphandla och aktivera balansresurser, så att kraftsystemet kan hållas i balans varje sekund. Nätfrekvensen är densamma inom hela detta synkrona område. Om det blir överskott på el i Nordens system måste den ta vägen någonstans. Huvudsakligen omvandlas elenergin

till rotationsenergi, vilket innebär att generatorer och maskiner snurrar snabbare, så att nätfrekvensen ökar. På motsvarande sätt snurrar generatorer och maskiner långsammare, och nätfrekvensen minskar, om det blir underskott på el. Det är viktigt att frekvensen hålls nära 50 Hz. Annars kan det exempelvis uppstå oönskade vibrationer i de synkrona generatorer och maskiner som snurrar i takt med nätfrekvensen. Om avvikelser från 50 Hz blir för stora, så kopplas generatorer och maskiner automatiskt bort från nätet, så att apparaterna skyddas.

Jylland ingår i Kontinentaleuropas synkrona område. Baltländerna tillhör det synkrona området BRELL, som omfattar Belarus, Ryssland, Estland, Lettland och Litauen.²⁰ De olika synkrona områdena är förbundna med likströmskablar (DC-kablar), vilka medger att nätfrekvensen kan skilja sig åt i de två ändarna. Inom ett synkront område används till stor del växelströmsförbindelser (AC-förbindelser).

Systemoperatörerna använder balansmarknaderna för att hålla produktion och förbrukning i balans. Dessa sammanställs i Tabell 5. Marknaderna skiljer sig åt i hur snabbt reglerresurserna behöver reagera, hur de aktiveras och vilken uthållighet som krävs. FCR-N nyttjas kontinuerligt för att hantera mindre störningar. FCR-N är aktiverat inom ett smalt band (+/- 0.1 Hz) runtomkring den nominella frekvensen 50 Hz. De snabbaste resurserna (FFR och FCR-D) aktiveras automatiskt vid stora störningar när nätfrekvensen avviker tillräckligt mycket (åtminstone 0,1 Hz) från 50 Hertz. Syftet med de snabbaste reserverna är att bromsa förändringar i nätfrekvensen. De fyller ungefär samma funktion som svängmassan i generatorer, turbiner och maskiner, som med sitt momentum, bromsar avvikelser i nätfrekvensen. Resurserna i den snabba frekvensreserven (FFR) kallas ibland för syntetisk svängmassa.²¹ Någon minut efter en störning tar frekvensåterställningsreserverna, den sekundära (aFRR) respektive tertiära (mFRR) regleringen, vid. Syftet är att återställa frekvensen till 50 Hz. Den manuella frekvensåterställningsreserven (mFRR) kallas även för reglerkraftmarknaden. Varje tjänst kan delas upp i två delar. Uppreglering används när det är tillfällig brist på elenergi. Nedreglering används när det är överskott.

²⁰ Även om Baltländerna har upphört att handla el med Ryssland, så är det fortfarande Ryssland som har huvudansvaret för balanseringen inom BRELL området. Planen är att Baltländerna ska anslutas till Kontinentaleuropas synkrona område år 2025.

²¹ Resurserna i den snabba frekvensreserven har normalt något annorlunda egenskaper än konventionell svängmassa, så det är något missvisande att kalla dem för syntetisk svängmassa (Eriksson et al., 2018). Svenska Kraftnät föredrar det bredare begreppet snabb frekvensstyrning.

Tabell 5: Svenska kraftnäts balansmarknader.

Balansmarknad	Aktiveringstid	Aktivering	Uthållighet
Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR)	15 minuter ²²	Manuell (tertiärreglering)	En timme
Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR).	Ett par minuter	Kontrollsignal från SvK (sekundärreglering)	En timme
Frekvenshållningsreserv normal (FCR-N)	– Ca en minut	Nätfrekvens (primärreglering)	En timme
Frekvenshållningsreserv störning (FCR-D)	– Ca tio sekunder	Nätfrekvensen (primärreglering)	20 minuter
Snabb frekvensreserv (FFR)	Ca en sekund	Nätfrekvensen	Ca 10 sekunder

De nordiska systemoperatörerna tar ett gemensamt beslut om hur mycket kapacitet som ska upphandlas till varje balansmarknad. Varje enskilt nordiskt land åläggs därefter att upphandla en andel av detta i enlighet med en fördelningsnyckel, där Sveriges andel är 35-40% för FFR och FCR-D. Fördelningsnyckeln styrs delvis av EU:s lagstiftning, och baseras delvis på makrodata såsom storleken på produktion och förbrukning inom landet.

Upphandlade volymer för de snabbaste reserverna FFR och FCR-D bestäms av de dimensionerade felen i Norden. Fingrid (2023) för statistik över de största frekvensstörningarna i Nordens nät; de för vilka nätfrekvensen hamnar utanför intervallet 49,7-50,3 Hz. Under 2022 orsakades 56% av dessa störningar av snabbstopp i stora kärnkraftsreaktorer, 38% av fel i DC-kablar och 6% av fel i AC kablar.²³ De allra största störningarna i Norden orsakas av snabbstopp i Sveriges största kärnkraftreaktor, Oskarshamn 3 (1450 MW)²⁴, samt fel i Norges DC kablar till Storbritannien och Tyskland, som båda har kapaciteten 1400 MW. Beroende på om el exporteras eller importeras, kan fel i en av dessa DC kablar plötsligt höja eller minska effekten i Norden med 1400 MW. I och med att DC kablarna är en del av infrastrukturen, så är det motiverat att för störningar upp till 1400 MW sprida ut kostnaderna för FFR och FCR-D på alla producenter och konsumenter, särskilt om man antar att de rörliga kostnaderna för FCR-D och FFR är små jämfört med de fasta kostnaderna.

Olkiluoto 3 (1600 MW) är väsentligt större än 1400 MW. Dock har Olkiluoto 3 en egen reservkapacitet på 300 MW som snabbt aktiveras om reaktorn skulle snabbstoppa (NAG, 2021).²⁵ Därmed blir snabbstopp i Olkiluoto 3 inte ett dimensionerande fel för Nordens elsystem. Alternativkostnaden för reserven har i media uppskattats till c:a 1 miljard kronor per

²² Aktiveringstiden för mFRR kommer kortas till 12,5 minuter när EU i framtiden harmoniserar Europas balansmarknader (ACER, 2020).

²³ Under 2020 och 2021 orsakades 0% respektive 20% av de största frekvensstörningarna av snabbstopp i kärnkraftverk. Att det var ovanligt många kraftiga snabbstopp under 2022 beror bland annat på att Olkiluoto 3 testkördes då.

²⁴ Enligt Tabell 1 kan Oskarshamn 3 producera max 1400 MW netto, men brutto uppgår maxproduktionen till 1450 MW. 50 MW används till att kyla reaktorn etc., och den förbrukningen kommer delvis fortsätta även om reaktorn skulle snabbstoppa.

²⁵ Olkiluoto 3 regleras ned till 1300 MW när reserven inte finns tillgänglig.

år.²⁶ På en teknikneutral marknad skulle Oskarshamn 3 betala motsvarande kostnad när den producerar över 1400 MW, och därmed blir dimensionerande för kapaciteten på Nordens balansmarknader för FFR och FCR-D. Om man tar kostnaderna för Olkiluoto 3 som utgångspunkt, så skulle det grovt bli c:a 150 miljoner kronor per år om Oskarshamn 3 körs på maxeffekt. Kostnaden är störst under de tidpunkter där det råder brist på svängmassa, så att FFR upphandlas. Om Oskarshamn 3 reglerades ned till 1400 MW i dessa lägen, så kan den upphandlade FFR kapaciteten i Norden minskas med i storleksordningen 50 MW, vilket skulle minska kostnaderna för FFR.²⁷

Samtidigt bidrar kärnkraftverken med svängmassan, som de inte får betalt för idag. Om priserna på FFR marknaden, där syntetisk svängmassa upphandlas, även skulle gälla för konventionell svängmassa, så skulle planerbar elproduktion (inkl. kärnkraft) totalt öka sin intäkt med c:a 600 miljoner kronor per år, eller 0,5 öre/kWh i snitt.²⁸ För kärnkraftverk, som har en stor svängmassa relativt den energi som de producerar, så skulle intäkten öka till c:a 0,6 öre/kWh. Oskarshamn 3 som bidrar med särskilt mycket svängmassa per producerad kWh skulle få c:a 0,8 öre/kWh. Det svarar ungefär mot 80 miljoner kronor per år. Svenska kraftnät (2021a) har öppnat för att den typen av kompensation på sikt skulle kunna utbetalas till planerbar elproduktion, men de föredrar att en sådan förändring genomförs i hela Norden. Det vore i så fall bra om svängmassa ersätts i enlighet med timpriset för FFR, så att planerbar elproduktion får incitament att vara tillgängliga när det uppstår brist på svängmassa.

Behovet av syntetisk svängmassa kan öka framöver, särskilt sommartid när elförbrukningen är låg samt solproduktionen hög. På lång sikt sätter synkronkompensatorn och dess kostnader ett tak på priset för svängmassan. Lite förenklat är synkronkompensatorn en generator som körs på tomgång. Den bidrar därmed med svängmassa och spänningsreglering utan att producera någon energi. Exempelvis skulle generatorerna i Sveriges nedlagda kärnkraftverk kunna användas som synkronkompensatorer (Ny Teknik, 2021). Mycket talar för att syntetisk svängmassa är billigare än synkronkompensatorer, särskilt i framtiden, men om synkronkompensatorn skulle bli prissättande så skulle det kunna leda till priser på svängmassa som är c:a fyra gånger högre jämfört med beräkningen i föregående stycke.²⁹

För de snabbaste reserverna spelar inte flaskhalsarna i Nordens kraftnät så stor roll. Det är inte kritiskt om en kraftledning överbelastas i några sekunder. Därmed blir Norges DC kablar och Oskarshamn 3 dimensionerande för hela Norden. Men flaskhalsarna spelar roll för de långsammare reserverna som verkar under en längre tid. För dessa blir det viktigare att

²⁶ Alternativkostnaden är reservens värde om den skulle säljas på balansmarknaderna. Idag är det Olkiluotos ägare som får bekosta reserverna, men frågan är omtvistad. Helsingin Sanomat har skrivit om reserverna som hjälper till med att parera snabbstopp i Olkiluoto 3. [Fingridin Ruusunen: Olkiluodon omistajat yrittävät kaataa miljardilaskun käyttäjien syliin - Talous | HS.fi](#)

²⁷ Om värdet av tillförd extra energi överstiger kostnaden för extra svängmassa, så blir det samhällsekonomiskt effektivt att låta Oskarshamn 3 producera 1450 MW. Men det är något tveksamt om så är fallet. Brist på svängmassa uppstår främst när förbrukningen är låg, vindproduktionen hög och elpriset lågt, så att andelen planerbar produktion som vill producera blir låg.

²⁸ Detta är en grov uppskattning som utgår från svenska priser för FFR under perioden maj-november för år 2023. I enlighet med Qvist (2022) antas FFR upphandlas när den totala rotationsenergin i Norden understiger 155 GWs. 10 MW FFR antas upphandlas för varje GWs som saknas. Tröghetskonstanten (rotationsenergin relativt produktionskapaciteten) i ett genomsnittligt kärnkraftverk antas vara 7,5s och den genomsnittliga tröghetskonstanten för all planerbar elproduktion, inkl. kärnkraft, antas vara 5,5s. Tröghetskonstanten för Oskarshamn 3 antas vara 9s. Antagandena baseras på information i Qvist (2022).

²⁹ Beräkningen utgår från Qvist (2022), som uppskattar att det kostar 700 miljoner kronor per år att upphandla synkronkompensatorer som kontinuerligt bidrar med svängmassan 28 GWs.

anpassa reserverna i varje elområde efter de störningar som kan uppstå inom elområdet. I Sverige är det snabbstopp i de största kärnkraftsreaktorerna, som blir dimensionerande. Sverige har en särskild störningsreserv till detta. Den består huvudsakligen av gasturbiner som tillsammans har effekten 1600 MW, och som ungefär har samma tekniska prestanda som resurserna i mFRR. Reserven är tilltagen så att snabbstopp i Oskarshamn 3 (1450 MW) kan pareras, även om delar av störningsreserven, upp till 150 MW, har fallit ifrån p.g.a. underhåll eller tillfälligt försämrade effektivitet. Inom SE3, där Sveriges kärnkraftverk är lokaliserade, uppstår de största störningarna från infrastrukturen när fel uppstår i Fenno-Scan 2, en AC kabel mellan Finland och Sverige som har kapaciteten 800 MW. Det är därmed rimligt att producenter och konsumenterna gemensamt bekostar $800/1450 \approx 55\%$ av störningsreserven. Den andelen av störningsreserven skulle vara tillräckligt stor om inget kraftverk hade en maxeffekt över 800 MW. I Sverige är det endast kärnkraften som har produktionsenheter med en kapacitet över 800 MW. Man skulle därför kunna hävda att Sveriges existerande reaktorer, som alla har en kapacitet över 800 MW, tillsammans borde betala c:a 45% av kostnaden för störningsreserven. Den årliga kostnaden för reserven var 326 miljoner kronor år 2023 (Svenska Kraftnät, 2024b).

Storleken på de långsammare reserverna påverkas även av utdragna störningar som byggs upp under flera minuter, och som kan överstiga 1400 MW. Det skulle exempelvis kunna vara ändrade väderförhållanden för sol- och vindkraft eller att den totala elförbrukningen snabbt rampar upp på morgonen och ned på kvällen. Störningar uppstår även i samband med att planerbar elproduktion tillsammans rampar upp eller ned i samband med att en leveranstimme startar eller slutar. Den här typen av störningar uppstår regelbundet, varje timme eller dag. Därmed behövs det separata reglerresurser i mFRR reserven utöver störningsreserven, utifall att den senare är upptagen med att hantera en större störning när en regelbundet återkommande störning uppstår. Den aktör som är ansvarig för obalanser på mFRR marknaden får i stor utsträckning betala kostnaden för dem.³⁰

Det är svårt att uppskatta i vilken utsträckning som olika kraftslag bidrar till kostnaderna för FCR-N och aFRR. Qvist (2022) gör en jämförelse mellan två tänkta kraftsystem i Sverige där båda producerar 240 TWh el. Det ena är helt förnybart och det andra har knappt 15 GW kärnkraft. Vi antar att kostnaden för aFRR och mFRR är ungefär lika stor, vilket är fallet idag. Från Qvist (2022) finner vi då att kostnaderna för FCR-N och aFRR tillsammans ökar med c:a 2 miljarder kronor per år i det förnybara alternativet. Det vill säga om 120 TWh kärnkraft ersätts med 120 TWh förnybart, så ökar balanskostnaderna för FCR-N och aFRR med c:a 2 miljarder kronor per år.³¹ Det skulle svara mot att förnybar el borde betala c:a 1,7 öre/kWh extra för de obalanser som de orsakar, om vindkraften skulle byggas ut kraftigt framöver.

Enligt Söder (2022) och Svenska kraftnät har den ökade mängden sol- och vindkraft än så länge inte varit direkt drivande i det ökade behovet av balansresurser, men det kan ändras i framtiden om mängden sol- och vindkraft fortsätter öka kraftigt. Hursomhelst har mer sol- och vind bidragit till att andelen planerbar produktion minskat, och detta har minskat utbudet av balans tjänster. Tabell 6 visar att den upphandlade balanskapaciteten har ökat kraftigt i Sverige under de senaste åren. Det kan främst förklaras av följande faktorer: 1) Nedlagd kärnkraft har bidragit till ökat behov av syntetisk svängmassa (FFR), 2) 2019/2020 togs beslut

³⁰ Kostnaden tas vanligtvis av en balansansvarig. Det är en intermediär som representerar flera producenter och konsumenterna.

³¹ Det antas att 15 GW producerar 120 TWh elenergi per år. Det svarar ungefär mot att reaktorerna körs 90% av tiden.

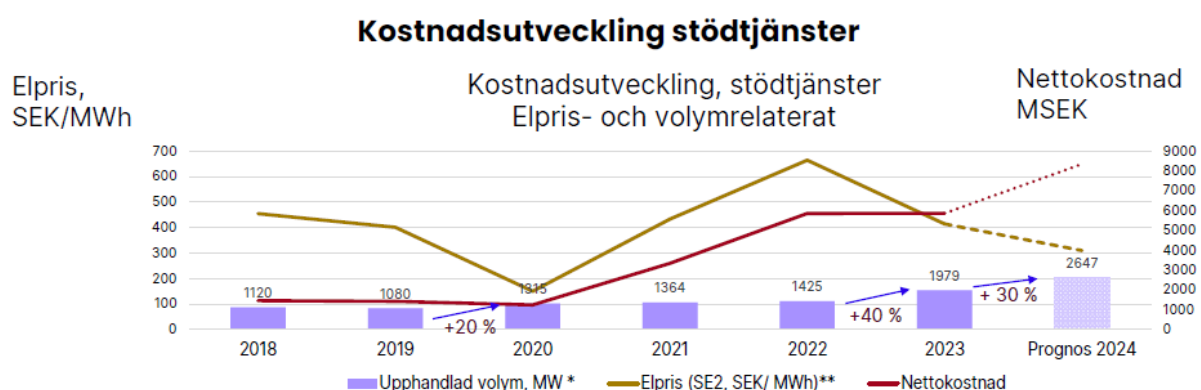
om en ny fördelningsnyckel som ökade Sveriges andel i Norden, 3) Norges stora DC-kablar togs i bruk år 2021 vilket ökade behovet av balanskapacitet i Norden (särskilt avseende nedreglering) och 5) Nordens systemoperatörer har ansträngt sig för att förbättra frekvenskvaliteten under de senaste åren.³² Vidare planerar Svenska kraftnät att minska störningsreserven i Sverige och bl.a. ersätta den med ökad mFRR kapacitet. Det kommer troligtvis medföra att mer mFRR-upphandlas.

Tabell 6: Upphandlad balanskapacitet i Sverige.

KAPACITET	(MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
FCR-N	upp	227	225	237	242	230	231	235
FCR-N	ned	277	225	237	242	230	231	235
FCR-D	upp	406	408	572	572	544	544	567
FCR-D	ned					120	265	432
aFRR	upp	105	111	113	115	115	115	150
aFRR	ned	105	111	113	115	115	115	150
mFRR	upp						200	400
mFRR	ned						200	400
FFR	upp			43	78	71	78	78
Summa		1120	1080	1315	1364	1425	1979	2647

Den ökade volymen av upphandlade reserver har även bidragit till att kostnaderna för balansmarknaderna har ökat kraftigt från 2018 till 2023, se Figur 10. Snittpriset för balanskraft har ungefär fördubblats. Det finns fyra huvudförklaringar till detta. En är att elpriserna har ökat i allmänhet, särskilt under elkrisen 2022. En annan är att prissättningen har ändrats på vissa balansmarknader, så att den har blivit mer marknadsmässig. En tredje förklaring till prishöjningen är att behovet av balanskraft har ökat snabbt, så att investeringarna i balanskraft inte har hunnit med. Brist på balanskraft kan även ha bidragit till bristfällig konkurrens i upphandlingarna. En fjärde förklaring är att vindkraften har varit dålig på att erbjuda nedreglering på balansmarknaderna. Det beror inte på tekniken, utan på utformningen av deras långsiktiga leveransavtal.

Figur 10: Kostnadsutveckling för balanskraft (Svenska Kraftnät, 2024b).



³² Målsättningen är att frekvensen inte får ligga utanför standardintervallet 49,9-50,1 Hz under mer än 10 000 minuter per år. Det målet uppfylltes inte under 2017-2019, men har nästintill uppfyllts under 2020-talet (Fingrid, 2023).

Balansmarknadsexperten menar dock att priserna kan minska kraftigt framöver. På FCR marknaden kan priserna minska med en faktor 5-10, under de kommande åren.³³ En anledning är att batterier används i ökad utsträckning på balansmarknaderna, särskilt för de snabba reserverna FFR och FCR. Kostnaden för batterier faller snabbt. Batterikapaciteten i kraftnätet ökar snabbt och förväntas vara ordentligt utbyggd om ett par år. Ökad batterikapacitet och minskade kostnader innebär att batterier även kan användas på de långsammare balansmarknaderna. Vidare kommer bilbatterier som är inkopplade för laddning i ökad utsträckning kunna användas till att balansera kraftnätet. Detta brukar kallas för Vehicle to Grid (V2G). Vindkraftverk roterar inte synkront med 50 Hz, men i framtiden kommer det bli möjligt att erbjuda rotationsenergin i vindkraftverk som syntetisk svängmassa. Nordens systemoperatörer utvecklar en ny produkt, dynamisk FFR, som riktar sig mot vindkraft, energilagring och solkraft.³⁴ Särskilda utmaningar kan komma att uppstå kring systemstabilitet i ett system där den stabiliserande effekten periodvis kommer från svängmassan i planerbara kraftverk och periodvis från kraftelektronikslutet syntetisk svängmassa. Om Svenska kraftnät skulle välja att, av stabilitetsskäl, upphandla mer konventionell svängmassa, exempelvis från synkronkompensatorer, istället för syntetisk svängmassa, så skulle priset på svängmassa öka.

En annan förändring är att Nordens marknader för mFRR och aFRR inom kort kommer kopplas samman med motsvarande balansmarknader i Europa. Det skulle kunna ske redan i år (2024), men Nordens systemoperatörer har bett om uppskov. Den ökade integrationen kommer innebära att balanskapaciteten utnyttjas mer effektivt i Europa, och att kostnaderna sänks (Svenska kraftnät, 2023b).

Sammantaget har det varit stora förändringar och kostnadsökningar på balansmarknaderna. Vi har även identifierat ett par icke-neutraliteter. Stora kärnkraftverk samt sol- och vindproduktion betalar inte fullt ut för de störningar och obalanser som de orsakar. Vidare får inte den planerbara elproduktionen betalt för den svängmassa som de erbjuder. De kompensationer resp. avgifter som borde utbetalas resp. betalas är dock relativt små, särskilt om man skulle anta att balanskostnaderna minskar kraftigt framöver. På en teknikneutral marknad skulle vindkraften år 2035 betala i storleksordningen 1 öre extra per kWh och små kärnkraftverk skulle få i storleksordningen 1 öre/kWh för den svängmassa som levereras. Nettobidraget till balanseringen är osäkert för stora kärnkraftverk. De bidrar med mycket svängmassa, men orsakar även stora störningar när de snabbstoppas.

Avslutningsvis kan nämnas att Gotland är förbundet med fastlandet via en DC-kabel.³⁵ Det innebär att Gotland utgör ett eget synkront område och att frekvensen där skiljer sig från fastlandets frekvens. Ungefär hälften av elförbrukningen på Gotland kommer från lokal vindkraft. Effektflödet genom DC-kabeln används till att reglera frekvensen på Gotland. Nätkomponenter med kraftelektronik används för att göra om importerad likström till växelström på Gotland och till att reglera spänningen på Gotland. Det talar för att det är tekniskt möjligt att i stor utsträckning använda kraftelektroniklösningar för att reglera frekvens och spänning även i ett större kraftsystem med en hög andel sol- och vindkraft.

³³ Montel Kraft-affärer Nr 9, 2024 har skrivit om detta.

³⁴ Det arbetet har precis påbörjats. [Inbjudan att delta i utvecklingen av tekniska krav för Dynamisk FFR | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

³⁵ Ett problem med långa kablar är att de fungerar som en stor kondensator som lagrar mycket laddning. Det blir ett problem i ett växelströmssystem eftersom kabeln då kommer laddas upp och ur flera gånger per sekund. Upp- och urladdningen ger extra stora effektflöden. Detta brukar kallas för reaktiv effekt.

Kraftelektronik används allt mer i världens kraftsystem. Tekniken används till att göra om vindel, solel, el från batterier och el som importerar i likströmskablar till 50 Hz växelström. Vidare används kraftelektronik för att förse ljusbågsugnar och elektrolysörer med el, vilka används vid tillverkning av stål resp. vätgas. Dessutom används kraftelektronik till att reglera spänningen i nätet och till att styra om effektflödena i nätet. Ett potentiellt problem med detta är att ökad användning av kraftelektronik kan försämra elkvaliteten, dvs. växelspänningen varierar inte i enlighet med en perfekt sinuskurva. Vidare kan kraftelektronik i en komponent interagera med andra kraftelektronik-komponenter eller andra nätkomponenter på ett sätt som försämrar nätstabiliteten. Det finns en risk att de här problemen ökar i takt med att kraftelektroniken byggs ut. Samtidigt bör problemen minska i takt med att tekniken utvecklas och Svenska kraftnät får ökad erfarenhet av hur kraftelektronik fungerar i kraftsystemet. Mer kärnkraft innebär mindre sol- och vindkraft, och mindre kraftelektronik, men oavsett kommer det vara väldigt mycket kraftelektronik i framtidens kraftsystem. Det är en smart och relativt billig teknik som huvudsakligen bidrar till att kraftsystemet stabiliseras och effektiviseras.

4.3 Lokala flaskhalsar i kraftnätet

Elbörsen beaktar flaskhalsarna mellan elområden, men försummar många av detaljerna inom elområdena. Exempelvis flaskhalsar inuti ett elområde, s.k. lokala flaskhalsar. En systemoperatör kan behöva göra justeringar efter elbörsen för att säkerställa att ingen ledning i transmissionsnätet överbelastas eller för att undvika att spänningen blir för hög eller låg i en transmissionsledning. Den typen av justeringar kallas för omdirigering. Ibland behövs mothandel om systemoperatören överskattade överföringsförmågan mellan två elområden och behöver justera ned den. Vidare förekommer det att systemoperatören stryper handeln mellan elområden på elbörsen för att undvika att lokala flaskhalsar överlastas. Även tariffer kan användas för att motverka att lokala flaskhalsar uppstår i nätet.

4.3.1 Inhemska flaskhalsar

Den viktigaste flaskhalsen inom Sverige har traditionellt varit att överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige är begränsad. Den är så omfattande att den har påverkat Sveriges elområdesindelning. Problemet förvärrades när kärnkraften lades ned i södra Sverige och när Sveriges elexport till Kontinentaleuropa ökade. Problemet förstärks av att vindkraften främst byggs ut i Norrland. Svenska kraftnät gör omfattande investeringar som successivt kommer öka överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige under de kommande 20 åren. En första kapacitetshöjning förväntas under 2028 och en andra under 2035 (Svenska kraftnät, 2023b). Vidare kan Aurora line, som förbinder norra Finland och Sverige, bidra till att elöverskottet i Norrland minskar. Den beräknas vara färdig år 2025.

Ett relativt nytt problem är att det har uppstått öst-västliga flöden genom Svealand. Vårt nät är inte byggt för dessa flöden. Minskad elproduktion på västkusten, huvudsakligen p.g.a. nedstängningar i Ringhals, samt ökad elexport från Norge till Storbritannien och Tyskland har bidragit till att det har blivit ett ökat behov av att transportera el från Finland och östra Sverige tvärs genom Svealand till södra Norge. Problemet förvärras när kvarstående verk i Ringhals är stängda p.g.a. underhåll. Svenska kraftnät har investerat i nya nätkomponenter för att öka överföringsförmågan. De investerar även i ledningar med ökad överföringskapacitet i öst-västlig riktning, vilka förväntas vara färdigbyggda 2028.

Liksom nord-syd problematiken är öst-väst problematiken omfattande. Huruvida begränsningarna i systemet beror på öst-västliga respektive nord-sydliga flöden kan skilja från

en dag till en annan. Att hantera de driftsituationer som kan uppstå kräver goda prognoser för produktions- och lastmönster, vilka i sin tur är allt mer väderberoende. De nya öst-västliga flödena har bidragit till att Svenska kraftnät och ACER (2022) har övervägt att ändra på Sveriges elområden. Fyra olika alternativ kommer utvärderas. Alla förslagen skulle innebära att ett nytt elområde införs i östra Sverige, runt Stockholm.

Ett annat syfte med att införa ett nytt elområde runt Stockholm är att det skulle minska risken för elbrist i Stockholm-Uppsala regionen, som växer snabbt (Holmberg och Tangerås, 2022). Vidare har elproduktion stängt ned inne i städerna. Även sydvästra Skåne (Helsingborg, Landskrona, Lund, Malmö och Trelleborg) har haft problem med lokala flaskhalsar. Delvis beror det på ökad konsumtion i området, exempelvis Microsofts serverhall i Staffanstorps, men huvudproblemet var att Öresundsverket stängdes p.g.a. bristfällig lönsamhet.

Svenska kraftnät har räddat värmekraftverk (inkl. Öresundsverket) i Skåne och Stockholm genom att betala extra för de beredskapstjänster som verken erbjuder. I Uppsala har kommunen och Vattenfall tillsammans investerat i batterier för att minska risken för elbrist. Göteborg, Skåne, Stockholm, Uppsala m.fl. har experimenterat med lokala flexibilitetsmarknader, där exempelvis reglerresurser upphandlas lokalt för att motverka lokala problem i nätet (Holmberg och Tangerås, 2022).³⁶ Vidare har Svenska kraftnät investerat i ny teknik, bland annat dynamisk ledningskapacitetsmätning (DLR), vilket möjliggör att överföringen i ledningarna kan anpassas till de faktiska förhållanden som råder. Exempelvis blir det möjligt att öka överföringen i befintliga ledningar när det är kallt ute. Svenska kraftnät gör även långsiktiga investeringar som succesivt ökat överföringskapaciteten till Sveriges storstadsregioner.

Sveriges kraftnät har även haft problem i det så kallade Västkustsnittet utanför Göteborg. Enligt Svenska kraftnät (2020) uppstår problemet främst när vindkraftsproduktionen i Danmark, Tyskland och södra Sverige är hög samtidigt som elförbrukningen är låg i södra Sverige. Det innebär att det blir stora flöden genom västkustsnittet norrut mot Norge. Även kärnkraften i Ringhals bidrar till problemet, eftersom den har svårt att reglera ned. Svenska kraftnät genomför flera nätinvesteringar för att lösa problemet. De mest akuta problemen förväntas vara lösta under 2025 (Svenska kraftnät, 2023b).

4.3.2 Strypt elhandel mellan elområden och mothandel

Ett sätt att hantera några av Sveriges flaskhalsproblem är att tillfälligt minska handeln med våra grannländer. Exempelvis minskar de nord-sydliga flödena genom Sverige, om exporten till Kontinentaleuropa stryps. Periodvis har risken för elbrist i sydvästra Skåne dämpats genom att Svenska kraftnät haft möjlighet att strypa exporten till Tyskland via Baltic cable (Länsstyrelserna, 2020). På motsvarande vis kan de öst-västliga flödena dämpas om Svenska kraftnät stryper importen till SE3 från Finland och exporten från SE3 till Norge. Även problemen i Västkustsnittet kan dämpas om importen från Kontinentaleuropa och exporten till Norge stryps. I viss utsträckning stryps elhandeln på det här viset, särskilt i utsatta lägen (Karlsson, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023b). Svenska kraftnät har fått kritik för detta, både från svenska och utländska aktörer (Karlsson, 2022).

³⁶ De lokala flexibilitetsmarknaderna används främst för att lösa lokala problem i region- och distributionsnät, men kan även nyttjas av Svenska kraftnät.

Ibland stryps även elhandeln om det är brist på flexibilitet inom ett elområde. När produktionen i Olkiluoto 3 överstiger 1000 MW, stryper Fingrid importen från Sverige, så att det alltid finns en möjlighet att snabbt öka importen från Sverige med 300 MW om Olkiluoto 3 skulle behöva snabbstoppas.³⁷ På liknande sätt förekommer det att Svenska kraftnät stryper överföringen från norra till södra Sverige för att säkerställa att det finns marginaler att importera balanskraft från Norrland om en oväntad obalans skulle uppstå i södra Sverige. Svenska kraftnät har delvis motverkat detta problem genom att upphandla reglerresurser i södra Sverige.

EU vill främja ökad elhandel mellan medlemsländerna, och vill motverka att elhandeln stryps mellan EU:s länder. Artikel 16(8) i EU regleringen 2019/943 anger att minst 70% av tillgänglig överföringskapacitet mellan två EU länder ska tilldelas marknaden, men det går att ansöka om undantag från regeln. Svenska kraftnät har gjort det vid flera tillfällen. ACER avtog dock Svenska Kraftnäts begäran för år 2022. En anledning till det var att problemen i Sverige var relativt små, enligt ACER. ACER förordade därför att när elhandeln behöver strypas, så kan det göras med mothandel. Det innebär att systemoperatören erbjuder handelskapacitet till elbörsen i enlighet med 70% regeln, och därefter minskar flödet genom kabeln genom att köpa el i ena landet och sälja el i det andra landet.

Sveriges kraftnät har problem med flaskhalsar. Samtidigt är de små jämfört med hur det ser ut på många platser i övriga EU. Sverige är ett av få länder som är nära att uppfylla 70% regeln. I Västeuropa är det endast Danmark, Finland och Sverige som under 2022 inte beviljades undantag från den regeln (ENTO-E, 2023). Övriga länder i Västeuropa har någon form av undantag, och många länder är väldigt långt ifrån att uppfylla 70% regeln. Fr.o.m. 2026 ska, enligt gällande lagstiftning, alla EU länder uppfylla 70% regeln utan att några undantag medges. ACER har dock varnat EU:s parlament och kommission för att många länder inte kommer klara av detta.³⁸ Merparten av EU:s länder har överföringsledningar till andra länder där endast 30-50% av kapaciteten tilldelas marknaden i snitt.

Sveriges kostnader för mothandel har ökat under 2020-talet. År 2022 var kostnaden c:a 0,25 öre per konsumerad kWh (Holmberg, 2024). Det är relativt mycket även utifrån ett EU perspektiv, men det beror antagligen på att 70% regeln ännu inte tillämpas i de flesta av EU:s länder, p.g.a. beviljade undantag. Utöver Sverige är det främst EU länder med relativt välfungerande kraftsystem som mothandlar mycket, såsom Belgien, Danmark, Finland och Frankrike (Holmberg, 2024). 70% regeln är väldigt kontroversiell i Norge. De är skyldiga att införa den, om de ska vara en del av Europas gemensamma elmarknad, men de har skjutit upp det beslutet. Mothandeln i Norge är försumbar (Holmberg, 2024). Detsamma gäller för merparten av de EU-länder som har beviljats större undantag från 70% regeln.

Nordens systemoperatörer planerar att införa flödesbaserad kapacitetsberäkning under hösten 2024. Det innebär att tilldelningen av överföringskapacitet till elbörsen blir mer koordinerad och att elbörsen får mer detaljerad information om flaskhalsarna i kraftnätet. Förändringen

³⁷ Normalt är importkapaciteten från Sverige till norra Finland 1500 MW, men den sänks till 1200 MW när Olkiluoto 3 producerar över 1000 MW. Fingrid har rätt att strypa importen med upp till 30%, så detta bryter inte mot EU:s 70% regel. Fingrid har även utökat sin störningsreserv med 300 MW, från 1000 MW till 1300 MW, för att parera snabbstopp i Olkiluoto 3. Förfarandet beskrivs i följande dokument: [Mitä tapahtuu, jos Olkiluoto 3 ei pysty syöttämään sähköä kantaverkkoon.](#)

³⁸ Här är en länk till ACER:s varning: [ACER alerts European Parliament and Commission of pressing need for power grid operators to maximise the electricity transmission capacity they make available for cross-border trading | www.acer.europa.eu.](#)

förväntas medföra att Nordens kraftnät kan utnyttjas mer effektivt och att handeln mellan elområden i norra Europa kan öka i befintligt nät. Det borde bli lättare för Sverige att följa 70% regeln, och det kan förmodas att behovet att mothandla minskar. Förändringen har dock kritiserats i Sverige eftersom den ökade elhandeln förväntas medföra höjda elpriser i Sverige.

4.3.3 Lokala flaskhalsar och omdirigering

Omdirigering påminner om mothandel, men omdirigering används för att hantera ett lokalt problem inom ett elområde. Svenska kraftnät avlastar en lokal flaskhals genom att öka produktionen i ena änden och minska produktion i den andra, inom samma elområde.

I Sverige, och våra nordiska grannländer, har kostnaden för omdirigering varit jämförelsevis låg. I Sverige var kostnaden c:a 0,05 öre per konsumerad kWh under år 2022 (Holmberg, 2024). Det finns länder som har mycket höga kostnader för omdirigering. I Irland och Tyskland var exempelvis kostnaderna för omdirigering 5-20 öre per konsumerad kWh under 2022 (Holmberg, 2024). En anledning till det är att dessa länder endast har ett elområde per land. En annan anledning till att kostnaderna för omdirigering är hög i vissa europeiska länder, exempelvis Storbritannien, är att ägaren av stamnätet har ålagts att ansluta ny elproduktion innan de har hunnit öka överföringskapaciteten i nätet. Tanken är att detta ska skynda på energiomställningen, men risken ökar för att det uppstår lokala flaskhalsar.

4.3.4 Avhjälpan åtgärder

Det var stora problem med spänningsregleringen i södra Sverige under 2020 och fram till hösten 2021, i samband med nedstängningarna av Ringhals 1 och 2 (Karlsson, 2022). Sommaren 2020 och 2021 tvingades Svenska kraftnät upphandla planerbar produktion från Ringhals 1 resp. Rya Kraftvärmeverk. Vidare betalades Karlshamnverket och Rya Kraftvärmeverk för att verken hölls i beredskap under sommaren 2020 (Karlsson, 2022).³⁹ Men behovet av sådana extraordinära åtgärder har minskat efter det att Svenska kraftnät (2023b) installerat en nätkomponent (STATCOM) i Stenkullen i september år 2021, vilken hjälper till med att stötta spänningen i södra Sverige. Även SydVästLänken, som togs i drift strax innan, har bidragit till att spänningen stabiliserats i södra Sverige.⁴⁰

Innan Svenska kraftnät började upphandla syntetisk svängmassa (FRR) under 2020-talet, så betalade Svenska kraftnät (2019) en ersättning till Oskarshamn 3 som kompensation för att de begränsade produktionen och därmed minskade det dimensionerande felet i Norden under perioder där det var brist på svängmassa i det nordiska kraftsystemet.

4.3.5 Tariffer i transmissionsnätet

Elbörsen bortser från lokala flaskhalsar, så Svenska kraftnät får inga flaskhalsintäkter för överföringar inom ett elområde. Detta innebär att Svenska kraftnät inte får fullt betalt för den nätkapacitet som de tillhandahåller. Ett syfte med nättarifferna är att täcka upp för detta intäktsbortfall. Nättariffer används även för att bekosta förluster i nätet. Elbörsen utgår ifrån att el kan transporteras förlustfritt. Det är nätägaren Svenska kraftnät som gentemot elbörsen är betalningsansvarig för förlusterna i transmissionsnätet.

³⁹ Verken aktiverades i augusti 2020 när Ringhals 1 fick ett oväntat stopp under en vecka (Karlsson, 2022).

⁴⁰ SydVästlänken är en likströmsförbindelse mellan SE3 och SE4. Den tillhörande kraftelektroniken, som omvandlar likströmmen till växelström, hjälper även till med att reglera spänningen. [SydVästlänkens likströmsförbindelse är nu i drift och en del av transmissionsnätet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Nättariffer är ett schablonmässigt instrument. Men om man beaktar transaktionskostnader och att konkurrensen ofta är dålig på en lokal marknad, så kan tariffer ändå vara att föredra framför marknadspriser när detaljer i kraftsystemet ska hanteras (Holmberg och Tangerås, 2023a).

Sveriges nättariffer är detaljerade på det viset att produktion som befinner sig långt ifrån förbrukningen får betala en högre tariff, eftersom den typen av produktion leder till ökade nätförluster och nätkostnader (Thema, 2019). Detta är ganska unikt inom Europa (Eicke et al., 2020).

För att öka samhällseffektiviteten kan dock tarifferna bli ännu mer detaljerade. Mer detaljerade prissignaler bidrar till ökad teknikneutralitet, minskad risk för lokal elbrist och förbättrad spänningsstabilitet. Svenska kraftnät arbetar med att senast januari 2027 ändra nättarifferna i den här riktningen, i linje med Energimarknadsinspektionens (2022) nya riktlinjer. Exempelvis kommer effektavgifter tas ut under tidpunkter när nätet blir överbelastat. När effekttariffer är välutformade så ökar kostnaden för den produktion och den förbrukning som bidrar till att flaskhalsar uppstår. Samtidigt minskar kostnaden för den produktion och den förbrukning som motverkar att flaskhalsar uppstår (Holmberg och Tangerås, 2023a).

All elproduktion är skyldig att bidra med spänningsreglering, om den systemansvarige kräver detta. I praktiken har systemansvariga inte krävt detta för en stor del vindkraft, framförallt vindkraft som anslutit till distributions- och regionnät. Svenska kraftnät och ansvariga för distributions- och regionnät har dock skärpt kraven. Intentionen är att all ny elproduktion ska bidra till spänningsreglering. Vidare har Svenska kraftnät (2021a) planer på att via nättariffen kompensera de som bidrar med spänningsreglering. Ett annat krav från Svenska kraftnät är att all ny vindkraft som ansluts ska ha möjlighet att vid behov reglera ned snabbt.

En annan del av nättarifferna är anslutningsavgiften. Det är en avgift som en aktör betalar när de ansluter sig till nätet. Tidigare har anslutningsavgifterna i Sverige varit djupa (Thema, 2019), och mer djupa än i de flesta av Europas länder (Eicke et al., 2020). Med detta menas att de aktörer som kopplar in sig på transmissionsnätet även får bekosta nödvändiga nätförstärkningar långt in i nätet. Detta har bidragit till att nättarifferna har varit teknikneutrala i Sverige, och väsentligt mer teknikneutrala än i de flesta av Europas länder. Elproduktion som orsakar stora förluster och nätkostnader har i stor utsträckning fått stå för dessa kostnader på egen hand.

I mars 2024 meddelade Svenska kraftnät att anslutningsavgifterna kommer förändras.⁴¹ Kostnader för förstärkningar i stamnätet som är till nytta för flera olika anslutande parter hamnar i större utsträckning på Svenska kraftnät. Tanken är att förändringen ska skapa ökad förutsägbarhet för berörda parter. En förändring i den riktningen har även förordats av Thema (2019). Det finns en risk att anslutningsavgiften blir mindre teknikneutral framöver. Å andra sidan kan det pareras med förbättrade framtida nättariffer, såsom effektavgifter, så att teknikneutraliteten kan bibehållas.

⁴¹ Se följande pressmeddelande: [Ny princip för anslutningsavgift tydliggör ansvar för kostnader](#)

Anderssons regering ändrade i Svenska kraftnäts instruktioner i Förordning 2007:1119, så att Sveriges transmissionsnät även byggs ut till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta havsbaserad vindkraft. Ändringen trädde i kraft 2022-01-01. Svenska kraftnät har föreslagit att transmissionsnätet byggs ut så att det blir möjligt för havsbaserad vindkraft att ansluta till sex knytpunkter ute i havet. En sådan utbyggnad skulle möjliggöra en anslutning av upp till 40 TWh vindkraft till en kostnad av 32-40 miljarder kronor.⁴² Regeringen Kristersson strök Anderssons tillägg i Svenska kraftnäts instruktioner den 15 november 2023. Utifrån ett teknik neutralt och samhällsekonomiskt perspektiv behöver det inte vara fel att Svenska kraftnät bygger ett transmissionsnät i havet, men i så fall bör det via nättarifferna bekostas av de, exempelvis havsbaserad vindkraft, som nyttjar detta nät.

Nätkostnaden blir olika för olika produktionsteknologier. Exempelvis blir nätkostnaden väsentligt lägre för kärnkraften som kan placeras i närheten av de platser där den konsumeras, och väsentligt högre för havsbaserad vindkraft. Samtidigt är Sveriges nättariffer någorlunda teknikneutrala, och väsentligt mer teknikneutrala än i de flesta andra EU länder. Vidare är Sverige indelat i elområden som straffar den produktion som placeras långtifrån konsumenterna. Det innebär att produktion som orsakar höga nätkostnader och nätförluster får betala en stor del av den kostnaden i form av ökade nättariffer och ökat bidrag till Svenska kraftnäts flaskhalsintäkter. Det finns stora schablonmässiga inslag i Sveriges nättariffer, men vilka kraftslag som ev. gynnas av detta är svårt att avgöra. Dessutom förväntas schablonmässigheten minska i samband med att Svenska kraftnät senast 2027 inför mer detaljerade nättariffer, som antagligen även kommer beakta bidraget till spänningsreglering.

⁴² Se följande pressmeddelande: [Svenska kraftnät bygger ut transmissionsnätet till havs | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se/nyheter/2023/11/15/svenska-kraftnät-bygger-ut-transmissionsnätet-till-havs/).

5 Omställning mot en hållbar elmarknad

Den totala energianvändningen i Sverige förväntas bli förhållandevis konstant i framtiden. År 2020 var den totala energianvändningen ungefär 500 TWh, och 2050 förväntas den ligga på 470–643 TWh (Energimyndigheten, 2023). Trots detta förväntas den gröna energiomställningen medföra en större omställning för kraftsystemet eftersom en stor mängd fossilbaserad energiförbrukning som används inom transportsektorn och industrin ska ersättas med fossilfri el. En viktig anledning till den ökande efterfrågan på el är behovet av grön vätgas i industrin, särskilt som insatsvara i gruv- och stålindustrin samt i produktion av elektrobränslen. Elektrobränslen är ett samlingsnamn för gröna drivmedel gjorda av fossilfri el, vatten/vätgas och koldioxid eller kväve. De kan exempelvis användas i fordon, fartyg och flygplan. Grön vätgas produceras genom elektrolys av vatten och är mycket energikrävande. Utöver tillverkning av vätgas samt elektrifiering av transporter och befintliga industriella processer tillkommer nya industrier som serverhallar och batterifabriker.

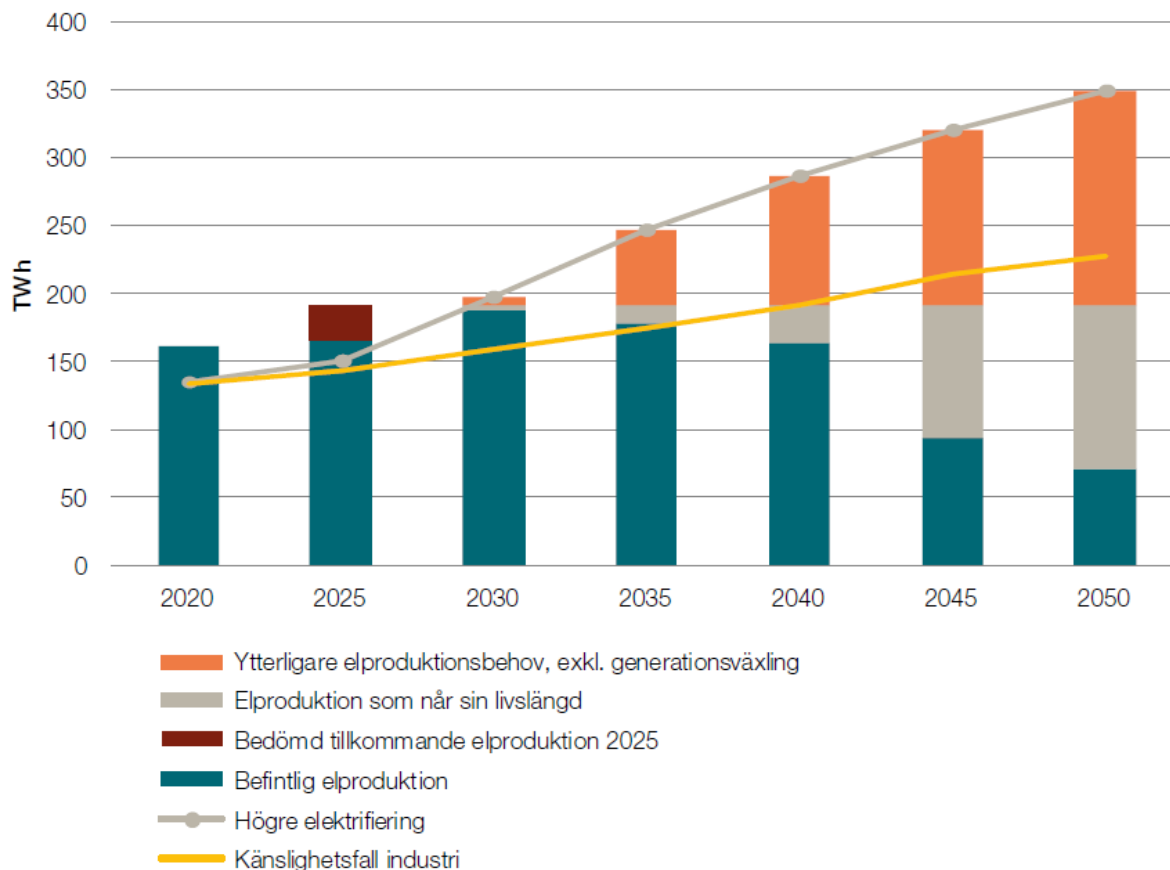
Samtidigt är osäkerheten stor kring hur mycket elförbrukningen kommer öka. Energimyndigheten (2023) uppskattar att förbrukningen kommer ligga mellan 228 och 349 TWh år 2050, se Figur 11. Osäkerheten är stor redan 2030, då förbrukningen beräknas ligga mellan 150 och 200 TWh. Det scenario där elektrifieringen går långsammast benämns känslighetsfall industri (Energimyndigheten, 2023). Spridningen är ännu större i Svenska kraftnäts (2024a) scenarier, där varierar elförbrukningen mellan 208 och 365 TWh år 2050. Förbrukningen förväntas främst öka i SE1 och SE3, där den kan öka med c:a 25-100 TWh resp. 30-70 TWh (Svenska kraftnät, 2024a) till år 2045. Ökningen i SE2 resp. SE4 förväntas vara c:a 5-30 TWh resp. 10-15 TWh. För scenarier där elförbrukningen ökar som mest i Norrland kommer snittpriset i SE1 bli högre än snittpriset i SE4 (Svenska kraftnät, 2024a).

Industrins elförbrukning förväntas ligga i intervallet 170-259 TWh år 2050 (Energimyndigheten, 2023). Behovet av el för produktion av vätgas beräknas vara 22–100 TWh år 2050. En anledning till den stora osäkerheten är att vätgasen främst kommer användas i nya verksamheter. Vidare används vätgasen som insatsvara i produkter som säljs på en konkurrensutsatt global marknad. Det innebär att den framtida vätgasproduktionen i Sverige är känslig för elpriserna i Sverige relativt utlandet. Vidare är vätgasproduktionen känslig för EU:s handelspolitik, såsom klimattullar, samt stöd från EU och Sverige. Exempelvis har EU beslutat om REPowerEU-som syftar till att snabbt ställa om EU:s energisystem bl.a. med hjälp av vätgas. Syftet är att beroendet av ryska fossila bränslen ska minska och klimatpåverkan ska minska. Vätgasstrategin innefattar omfattande stöd för att bygga ut infrastruktur för distribution, produktion, och användning av vätgas. Dessutom finns ett mål att EU ska producera 10 miljoner ton vätgas från förnybara energikällor år 2030, vilket motsvarar en elförbrukning på ungefär 500 TWh.

En annan källa till osäkerhet är att ett fåtal projekt kommer avgöra hur stor vätgasproduktionen blir i Sverige. Hybrit där vätgas ska användas till att reducera syret i järnmalmen är det största vätgasprojektet som planeras i Sverige. Projektet är ett samarbete mellan LKAB, SSAB och Vattenfall och behöver, om det byggs fullt ut, 70-80 TWh el. Hybrit har planer på att bygga ett stort lager för vätgas. Om de skulle fullföljas, så skulle det innebära att de kan slå av tillverkningen av vätgas om elpriset är högt under längre perioder. Det skulle i så fall bidra till att elpriserna stabiliseras och till att utbudet av reglerresurser ökar kraftigt. Även andra vätgasprojekt kan bidra med balansjämsnär, även om deras lagringskapacitet är väsentligt lägre. I scenarier med en stor utbyggnad av vätgasen bedömer

Svenska kraftnät (2024a) att vätgasproduktionens bidrag till balanseringen av produktion och förbrukning kommer vara ungefär lika stort som vattenkraftens bidrag.

Figur 11: Energimyndighetens (2023) scenarier över ökningen i elförbrukningen och behovet av ny elproduktion.



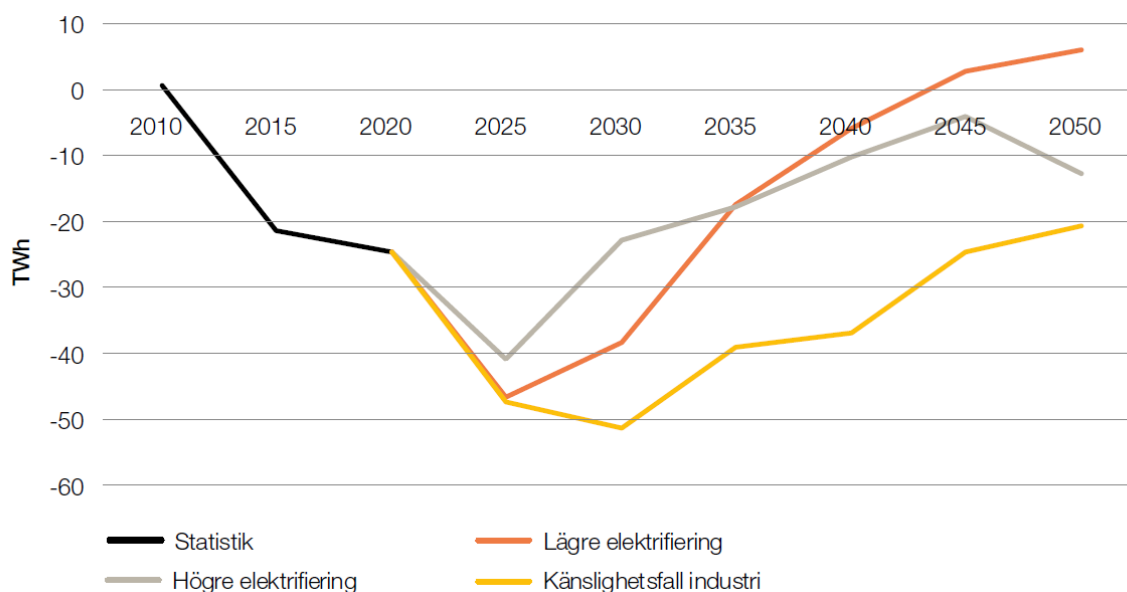
Det finns även stor osäkerhet i hur elhandeln med våra grannländer utvecklas, men mycket pekar på att elexporten kommer nå sitt maximum om några år, och därefter minska i takt med att elektrifieringen ökar. Detta illustreras i Figur 12.

Det framtida elpriset förväntas vara jämförelsevis stabilt, se

Figur 13. Energimyndigheten (2023) beräknar ett genomsnittligt pris per år för scenarierna. Snittpriset gäller för hela Sverige och bortser ifrån flaskhalsar inom landet. Det bör kunna vara en ganska god prognos för elpriset i nuvarande SE3, där alla Sveriges kärnkraftverk ligger. Svenska kraftnät (2024a) uppskattar elpriset i SE3 till 50-70 öre/kWh år 2045.⁴³ Kärnkraftverk körs nästan kontinuerligt, så dessa prisuppskattningar ger en hyfsad prognos för kärnkraftverkens framtida intäkter. Vindkraftens intäkter förväntas bli väsentligt lägre. Delvis för att många vindkraftverk är placerade i norra Sverige, men även för att vindkraftverken tenderar att producera mycket el samtidigt. Bergman et al. (2022) uppskattar, för två olika scenarier år 2035, att snittpriset för landbaserad vindkraft är 60-70% av konsumenternas snittpris.

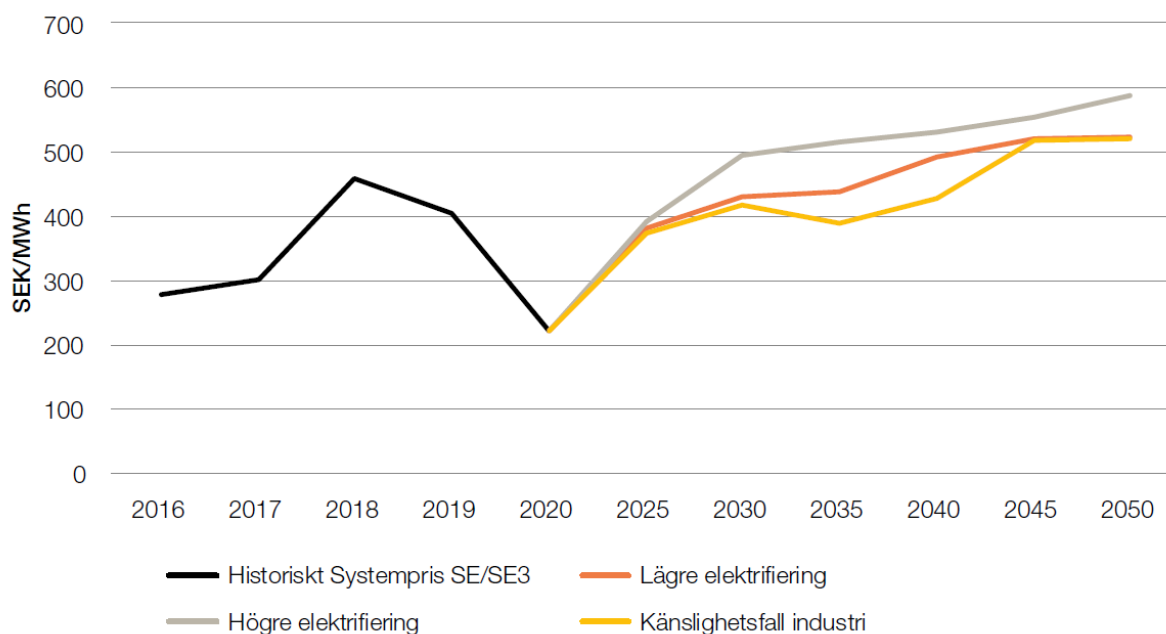
Allt billigare batterier förväntas leda till en explosion av investeringar i ellager som används i kraftsystemet. En relaterad, och antagligen viktigare, förändring är att antalet elfordon förväntas öka kraftigt i Sverige. Dessa förväntas ladda flexibelt eller nattetid, vilket bidrar till att balansera produktion och förbrukning. Den momentana laddningskapaciteten i dessa batterier förväntas vara c:a 10-20 GW (Svenska kraftnät, 2024a), vilket svarar mot maxeffekten i 10-20 stora kärnkraftverk. Batterierna kommer bidra till jämnare elpriser inom landet och bidrar även till att elnätet kan utnyttjas mer effektivt.

Figur 12: Sveriges nettoimport från våra grannländer för tre av Energimyndighetens (2023) scenarier: högre och lägre elektrifiering samt känslighetsfall industri.



⁴³ Detta prisintervall är beräknat för en ungefärlig valutakurs om 11,2 kr/Euro. Svenska kraftnät räknar i Euro/MWh.

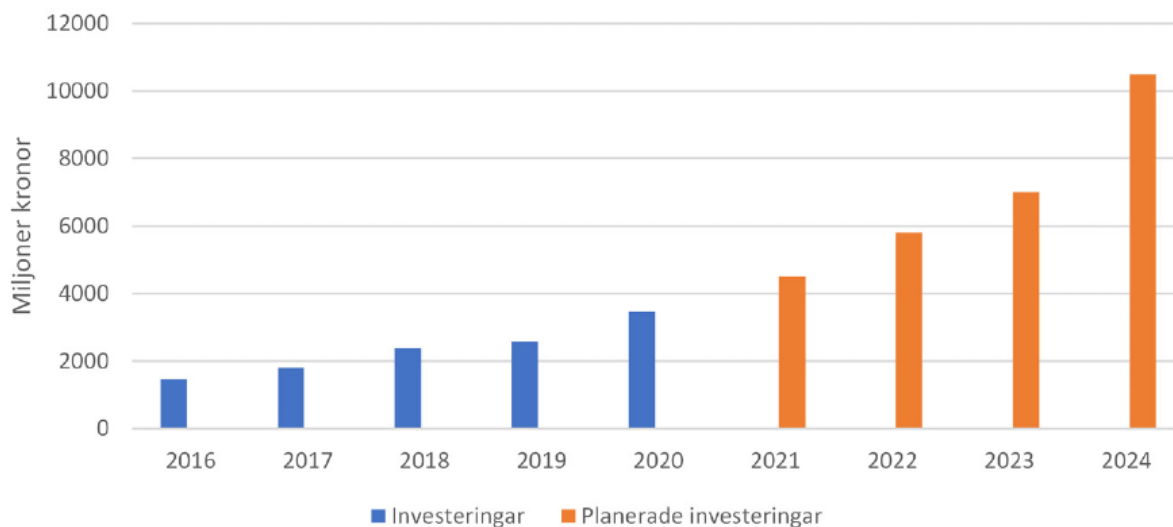
Figur 13: Sveriges framtida elpris för tre av Energimyndighetens (2023) scenarier: högre och lägre elektrifiering samt känslighetsfall industri.



Samtidigt behöver kraftnätet byggas ut i takt med att elförbrukningen och produktionen ökar. Svenska kraftnät har två utmaningar, dels behöver överföringskapaciteten öka, men samtidigt behöver även stamnätet förnyas då stora delar av ledningsnätet byggdes på 50- och 60-talet. Detta innebär att investeringstakten kommer skruvas upp ordentligt, vilket illustreras av Figur 14. Planen är att nätinvesteringarna ska närmare femdubblas på sex år, från drygt 2 miljarder kronor år 2018 till drygt 10 miljarder år 2024. Planen är att därefter att hålla en hög investeringstakt i drygt 15 år, fram till 2040.

Under de närmaste 20 åren kan ungefär hälften av investeringarna tillskrivas återinvesteringar och förnyelse av nätet (Svenska kraftnät, 2021b). 35% är lokala systemförstärkningar. Det handlar huvudsakligen om att förstärka nätkapaciteten in till Sveriges storstäder, att ansluta havsbaserad vindkraft och att förstärka nätet i öst-västlig riktning. 10% av nätinvesteringarna kommer att läggas på förbättrad marknadsintegration. Det handlar om investeringar i överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige samt fler kablar till våra grannländer, såsom Aurora line till Finland.

Figur 14: Svenska kraftnäts investeringar (Regeringen, 2022).



6 Sammanfattning

Sveriges erfarenheter från världskriget samt oljekrisen under 1970-talet har bidragit till att energioberoende och fossilfrihet har varit återkommande teman under landets utbyggnad av elproduktion. Denna strävan, tillsammans med de geografiska förutsättningarna, har bidragit till att Sverige huvudsakligen har fossilfri elproduktion i form av vattenkraft, kärnkraft och förnybart.

Under de senaste decennierna har elhandeln med våra grannländer ökat kraftigt, vilket har ökat samhällseffektiviteten. Samtidigt har den ökade marknadsintegrationen och den förtida nedstängningen av kärnkraftverk medfört problem i kraftnätet. Ytterligare problem har uppstått pga. snabb befolkningsökning i Sveriges storstadsregioner och en ökad andel icke-planerbar kraft. Svenska kraftnät har successivt minskat problemen genom en kombination av mindre åtgärder och långsiktiga investeringar. Vidare har nätägarna skärpt kraven på vindkraft.

Sverige har påtagliga problem med kraftnätet, men dessa är ändå små jämfört situationen i många andra EU länder. Sverige har tillsammans med Danmark, Finland och Frankrike sannolikt det mest välfungerande kraftnätet inom EU. Detaljerade nättariffer och vår elområdesindelning bidrar till att Sverige kanske har det mest teknikneutrala nätet inom EU. Teknikslag som orsakar stora förluster och nätkostnader får i stor utsträckning själva stå för kostnaden. Kraven på tarifferna höjs fr.o.m. 2027. De förväntas bli mer detaljerade och träffsäkra därefter. Det finns dock stora schablonmässiga inslag i nättarifferna, men det är svårt att avgöra vilka teknikslag som ev. gynnas eller missgynnas av detta.

Elmarknaden avreglerades i Norden under 90-talet och början av 2000-talet. En av huvudanledningarna till avregleringen i Sverige var att vi ville undvika ineffektiva överinvesteringar i elproduktion. Numera har EU en gemensam elbörs. Sverige har EU:s lägsta elpriser på elbörsen. Däremot har vi stora skillnader i elpriset inom landet. Det problemet har uppstått pga. nedlagd kärnkraft i söder, ökad elexport till Kontinentaleuropa och att ny vindkraft främst placerats i Norrland.

Balanseringen av förbrukning och produktion inom Norden försämrades under några år fram till 2020. Frekvenskvaliteten har dock förbättrats under senare år. Kvalitetshöjningen har bidragit till att kostnaderna för balanseringen har ökat i Sverige under senare år. Det finns även andra anledningar till att balanskostnaderna har ökat kraftigt: 1) Sverige har enligt Nordens nya fördelningsnyckel fått ett större ansvar för att balansera Nordens system, 2) Norge har byggt mycket stora DC kablar till Tyskland och Storbritannien, vilket har ökat behovet av Nordisk balanskapacitet, 3) en minskad andel planerbar elproduktion har bidragit till ett minskat utbud av balanstjänster, 4) behovet av balanstjänster har ökat snabbt, så att investeringarna i balansresurser inte har hunnit med, 5) ökade elpriser innebär att även kostnaden för balansering ökar och 6) en mer marknadsmässig prissättning på balanskraft. Priserna på balansmarknaderna förväntas minska kraftigt när investeringarna har hunnit i kapp efterfrågan. Vidare kommer en snabb utveckling av batterier, fler elfordon och ökad marknadsintegration bidra till minskade balanspriser.

Rapporten identifierar ett par icke-neutraliteter på marknaderna som balanserar vårt system. Stora kärnkraftverk samt sol- och vindproduktion betalar inte fullt ut för de störningar och obalanser som de orsakar. Vidare får inte den planerbara elproduktionen betalt för den svängmassa som de erbjuder. Enligt en mycket grov uppskattning borde vindkraften år 2035 betala i storleksordningen 1 öre extra per kWh och små kärnkraftverk (mindre än 800 MW) borde få i storleksordningen 1 öre/kWh för den svängmassa som levereras. Det är osäkert hur stort nettobidraget till balanseringen är för stora kärnkraftverk. Stora kärnkraftverk bidrar med mycket svängmassa, men orsakar även stora störningar när de snabbstoppas. På en samhällsekonomiskt effektiv marknad skulle de största kärnkraftverken ha ekonomiska incitament att minska produktionen till max 1400 MW under de timmarna det råder brist på svängmassa i Nordens kraftsystem.

Sverige har ett bra utgångsläge inför energiomställningen. Vårt elsystem är i princip fossilfritt och vi är EU:s näst största netto-exportör av el. Trots lågt elpris (på elbörsen) och små subventioner har utbyggnaden av Sveriges elproduktion gått snabbt under 2020-talet. År 2027 förväntas elproduktionen nå upp till 194 TWh. Hur mycket mer elproduktion som behövs beror huvudsakligen på hur många vätgasbaserade industrier som etableras i Sverige. Sveriges myndigheter har räknat på olika scenarier för 2050. Som lägst förväntas Sveriges framtida elbehov bli 208 TWh, men det kan även bli så högt som 365 TWh.

Referenser

Aagaard, T. och A. Kleit (2022): Electricity capacity markets. Cambridge University Press.

ACER (2022): Decision No 11/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 8 August 2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process.

Bergman, L., N. Damsgaard, N-H M. Von Der Fehr, P. Holmberg, L. Joelsson, P. Lundström, A. Moritz, M. Nilsson, R. Nilsson, A. Regnell, J. Rönnback, J. Strömbergsson, M. Thorstensson och S. Montin (2022): Långsiktiga investeringar och handel på framtidens elmarknad. Energiforskrapport 2022-859.

Blomgren, J. (2021): Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning. Timbro förlag.

Carlén, B., A. Dahlqvist, S. Mandell och P. Marklund (2019): EU ETS emissions under the cancellation mechanism-Effects of national measures. Energy policy 129: 816-825.

Damsgaard, N. och R. Green (2005): Den nya elmarknaden – framgång eller misslyckande? Forskningsrapport SNS.

Eicke, A., T. Khanna, och L. Hirth (2020): Locational investment signals: how to steer the siting of new generation capacity in power systems? The Energy Journal 41(6): 281-304.

Energimarknadsinspektionen (2022): Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Energimarknadsinspektionens författningssamling. EIFS 2022:1.

Energimyndigheten (2022): Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2023: Marknadens funktion och administrativa kostnader. ER 2022:09.

Energimyndigheten (2023): Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050. ER 2023:07.

Energimyndigheten (2024): Kortidsprognos vinter 2024: Energianvändning och energitillförsel år 2022-2027.

ENTSO-E (2022): European Resource Adequacy Assessment.

ENTSO-E (2023): Market Report 2023.

Eriksson, R., N. Modig och K. Elkington (2018). Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. IET renewable power generation 12 (5): 507-514.

Fingrid (2023): Frequency quality analysis 2022.

- Holmberg, P. (2024): The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforskrapport.
- Holmberg, P. och R. A. Ritz (2021). Optimal capacity mechanisms for competitive electricity markets. *The Energy Journal* 42(1): 1-34.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2020): Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden. IFN Policy Paper 92.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2022): Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv. SNS Rapport.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023a): En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur. SNS Rapport.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023b): Internationell integration av den svenska elmarknaden. SNS rapport.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023c): Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden, Penning- och valutapolitik 2023(1): 5–35.
- Holmberg, P. och T. Tangerås (2023d): A survey of capacity mechanisms: lessons for the Swedish electricity market. *The Energy Journal* 44(6).
- Högselius, P. och A Kaijser (2007): När folkhemselen blev internationell. Elavregleringen i historiskt perspektiv. SNS förlag.
- Karlsson, Svenolof (2022): Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas. Second Opinion Nyheter AB.
- Lundin, Erik (2022): Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. *Energy Economics* 113:106208.
- Länsstyrelserna (2020): Förutsättningar för en trygg elförsörjning – slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E.
- Mauritzen, J. (2014): Scrapping a wind turbine: Policy changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first. *The Energy Journal* 35(2): 157–181.
- Nordic Analysis Group – NAG (2021): Requirement for minimum inertia in the Nordic power system, 15 June 2021. Rapporten är författad på uppdrag av European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E.
- Ny Teknik (2021): Slutsnurrat för Ringhals generatorer – åtminstone i Sverige, 10 mars, 2021.
- Qvist, Staffan (2022): Kraftsamling elförsörjning: Stödtjänster. Rapporten är författad på uppdrag av Svenskt Näringsliv.

Regeringen (2022): Nationell strategi för elektrifiering – en trygg, konkurrenskraftig och hållbar elförsörjning för en historisk klimatomställning. Infrastrukturdepartmentet, I2022/00299.

Riksgälden (2023): Kärnavfallsavgifter och säkerhetsbelopp: Remiss av kärnavfallsavgifter, finansierings- och kompletteringsbelopp för reaktorinnehavare 2024–2026.

Stiewe, C., A.L. Xu, A. Eicke, och L. Hirth (2024): Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets. Working Paper, Centre for Sustainability, Hertie School.

Svenska kraftnät (2019): Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd. Ärendnr. 2019/344.

Svenska kraftnät (2020): Systemutvecklingsplan 2020-2029: En statusuppdatering om läget i kraftsystemet.

Svenska kraftnät (2021a): Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett elsystem under förändring.

Svenska kraftnät (2021b): Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning.

Svenska kraftnät (2022): Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium: Anslutning av havsbaserad elproduktion. Svk 2021/4349.

Svenska kraftnät (2023a): Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden. Regeringsuppdrag om förslag på utformning efter 16 mars 2025.

Svenska kraftnät (2023b): Systemutvecklingsplan 2022–2031 - Vägen mot en dubblerad elanvändning.

Svenska kraftnät (2024a): Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.

Svenska kraftnät (2024b): Årsredovisning 2023.

Söder, L. (2022). Angående diskussionen om ”systemkostnader” och huruvida vindkraften är ”subventionerad”.

Tangerås, T. (2021): Reformen för mer marknadsekonomi på elmarknaden. Briefing paper #31, Timbro.

Thema (2019): Review of the Swedish grid tariff model, Thema Rapport 2019-04. Författad på uppdrag av Svenska kraftnät.

Vesterberg, M. (2020): Den svenska elmarknaden: Är hushållen en kraft att räkna med? SNS.

Wakter, S. och H. Stenegren (2024): Marknadskrafter: Ny kärnkraft i Sverige. Timbro.